

33  
209

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingenieria



## DESCRIPCION Y ANALISIS DE LAS PLATAFORMAS DE PRODUCCION DEL GOLFO DE CAMPECHE

**T E S I S**

PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

DARIO LOPEZ ESPINDOLA



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección  
60-I-160

Señor LOPEZ ESPINDOLA DARIO.  
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Ing. Jesús E. Nolasco Martínez, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"DESCRIPCION Y ANALISIS DE LAS PLATAFORMAS DE PRODUCCION DEL  
GOLFO DE CAMPECHE"

INTRODUCCION.

- I TIPOS DE FLUIDOS PRODUCIDOS.
- II DESCRIPCION DEL EQUIPO Y PROCESOS DE UNA PLATAFORMA DE PRODUCCION TEMPORAL.
- III ANALISIS DEL TIPO, DIMENSIONES Y CONDICIONES DE OPERACION DEL EQUIPO.  
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.  
NOMENCLATURA.  
BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así como de la disposición de la Coordinación de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 1o. de agosto de 1986.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

## INTRODUCCION

La plataforma marina de Campeche, está ubicada en el extremo Sur-Sureste del Golfo de México, frente a los Estados de Tabasco, Campeche y Yucatán. En esta región, Petróleos Mexicanos tiene en desarrollo un programa de exploración que se inició con el uso de métodos geofísicos (Sismología, Gravimetría y Magnetimetría) que aportaron datos de carácter estructural, de los cuales se puso de manifiesto la existencia de una extensa plataforma, formada por rocas carbonatadas, carentes de plegamientos que se extienden al oriente de una línea que une el escarpe de Campeche con Ciudad del Carmen.

Esta plataforma está limitada por un talud con pendiente hacia el Occidente, en el cual se ha postulado la existencia de arrecifes que podrían constituir buenos receptáculos de petróleo.

Hasta la fecha, la exploración en la sonda de Campeche ha cubierto una superficie total de 21 mil Km<sup>2</sup>, los trabajos de Sismología han permitido la detección de 78 estructuras en un área de 8000 Km<sup>2</sup>, la producción se establece en solo doce de ellas, en una superficie de 700 Km<sup>2</sup>, figura 1.

La exploración comprende desde el norte de la Península de



# ESTRUCTURAS

- PRODUCTORAS
- APROBADAS
- EN ESTUDIO
- IMPRODUCTIVAS
- EN PERFORACION
- SAL



figura:  1	FACULTAD DE INGENIERIA	
	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	Lopez Espindola Dario	

Yucatán, hasta las costas de Tabasco, frente a la terminal-marítima de Dos Bocas.

En 1974, se inició la perforación del primer pozo exploratorio, desde una unidad flotante. En 1975, el pozo Chac-1, - confirmó la existencia de hidrocarburos y en agosto de ese año se logró la primera producción. El aceite obtenido tenía una gravedad de 22°API y aportaba un poco más de 900 barriles por día. Como era un pozo exploratorio en prueba de producción sólo se tomó una muestra del producto, se observó su volumen de producción y se cerró.

Trabajos geofísicos adicionales y la perforación de pozos cercanos, Akal y Nohoch, permitieron determinar la existencia de un yacimiento de gran tamaño, el Canterell, con espesores de más de mil metros.

En 1980, la exploración había permitido el descubrimiento de 12 campos productores: Akal, Abkatun, Maloob, Nohoch, Ku, Ixtoc, Kutz, Bacab, Pol, Kanaab, Chac y Ek.

El problema más grande al que se enfrenta la industria petrolera en nuestro país y en el mundo entero, es la localización de nuevos mantos petrolíferos; este problema se torna más agudo si se considera que los campos que faltan por descubrir van siendo progresivamente menos, ya que el petróleo es un recurso no renovable; es decir, no hay manera de regenerar el aceite que se explota, ni existe la posibili-

dad para promover la creación de nuevos yacimientos.

La industria química en su rápido desenvolvimiento ha encontrado nuevas aplicaciones a los derivados del petróleo, motivando con esto la demanda de hidrocarburos. Este aumento en la demanda aunado a la necesidad de yacimientos por descubrir, ha obligado a las compañías petroleras a intensificar la localización de nuevas estructuras, perforando pozos a profundidades mayores o bien aventurándose a buscar nuevas estructuras en lugares que en algunos años atrás, se hubieran considerado como áreas en las que no es factible la perforación y/o explotación, debido a su inaccesibilidad. Uno de estos lugares es el mar.

El 23 de junio de 1979, entró en funcionamiento la primera plataforma marina de producción en esta zona, dándole el nombre de Akal-C.

Las primeras instalaciones para manejar los hidrocarburos de cada plataforma de producción, fueron diseñadas para cierta cantidad de aceite y gas, pero a medida que se perforaban nuevos pozos, subía el potencial máximo permisible, al punto que fué preciso rediseñarlas. En ese mismo año entraron en operación las plataformas de producción, Akal-J y Nohoch-A. En ese entonces las tres plataformas utilizaban un oleoducto de 36 pulgadas de diámetro para enviar el aceite a Dos Bocas, Tabasco; mientras que el gas se quemaba en su totalidad.

Desde la perforación del CHAC-1, en 1975, a la fecha, la sonda de Campeche ha experimentado un cambio radical, hay 10 plataformas de producción; 3 en Akal-C, 3 más en Akal-J, 2 en Nohoch A y 2 en Abkatun-A. Entre todas tienen una capacidad para manejar un poco más de dos millones de barriles de aceite por día.

Para transportar esta producción se tuvo que hacer tendidos de oleoductos y oleogasoductos submarinos, la mayoría de ellos de 36 pulgadas de diámetro. Y para darle salida al excedente exportable se construyeron dos terminales marítimas: Dos Bocas, Tabasco; y en mar abierto Cayo de Arcas, un refugio natural a 80 Kms. de las plataformas, que representa la salida de aproximadamente el 25 por ciento de la producción que ahí se logra. El resto se exporta por Dos Bocas y Pajaritos, Ver., principalmente.

La sonda de Campeche produce actualmente un promedio de 2 millones de barriles de aceite diarios; 65% es crudo pesado o "Maya", (gravedad de 22° API) y el resto es aceite ligero o Istmo (gravedad 28°API de promedio). Ese total representa aproximadamente el 63% de la producción nacional.

Resumiendo, actualmente en la sonda de Campeche se encuentran instalados los siguientes tipos de plataformas:

#### PERFORACION - PRODUCCION

Son aquéllas que tienen dos niveles, en el superior, se reali-

zan trabajos de perforación y en el nivel inferior se encuentran árboles de válvulas de los pozos que han sido perforados, un separador de prueba, un sistema de cabezales de grupo y de prueba que se unen a un cabezal general, el cual transportará los hidrocarburos hasta la plataforma de enlace o de recolección mediante un oleogasoducto submarino.

### ENLACE O RECOLECCION

Tienen la función de coleccionar la producción de cierta cantidad de plataformas de perforación-producción, para distribuirla a las diferentes plataformas de producción según se requiera.

### PRODUCCION

Temporales. En éstas, se separa el gas del aceite y se caracterizan por tener una batería convencional que consta de separadores, tanque de balance, equipo de bombeo y servicios auxiliares.

Permanentes. Son aquéllas que tienen mayor capacidad que una plataforma de producción temporal y su característica principal, es que se contempló espacio disponible para la instalación de equipo de deshidratación del crudo.

Compresión. Hasta 1981 se quemaba casi todo el gas que producían los pozos de la sonda de Campeche, pero en esa fecha en

traron en operación las plataformas de compresión Akal-Cy - Akal-J. Cada plataforma consta de cuatro módulos con capacidad de 100 millones de pies cúbicos cada uno. Estos módulos reciben el gas a una presión de 2 a 6 Kg/cm<sup>2</sup> y lo descargan a una presión de 84 kg/cm<sup>2</sup>. El gas comprimido se envía a través de un ducto con una longitud de 85 Kms., hasta la estación intermedia de recompresión en tierra firme, en Atasta, Camp.

Rebombeo. Llegó a ser tal la demanda de aceite, que ya no se podía enviar la producción por la línea sin que se alteraran las condiciones de operación, debido principalmente a la alta presión que tenían que levantar las bombas, lo que ocasionaba un sobrecalentamiento; por lo que se decidió instalar una plataforma de rebombeo cuya función principal es incrementar la presión del flujo, para así aumentar la capacidad de transporte del aceite.

#### PLATAFORMA HABITACIONAL

Es para el hospedaje de los trabajadores que laboran en el área marina, los cuales residen un promedio de catorce días, que es su período de labores. En dicha plataforma se cuenta con todo lo necesario para su comodidad.

En este trabajo se pretende realizar una descripción detallada de los procesos y equipos para el manejo de los fluidos, que se encuentran instalados en las plataformas de produc-

ción temporales. Asimismo, como parte fundamental del trabajo, se presenta un análisis de las condiciones de operación del equipo a fin de establecer si es factible mejorar dichas condiciones, para un aprovechamiento más adecuado de los hidrocarburos producidos.

## CAPÍTULO I

### TIPOS DE FLUIDOS PRODUCIDOS

Actualmente se tienen 12 yacimientos en explotación, los que aportan los hidrocarburos a las plataformas de producción en el área de Campeche. Para encontrar las condiciones óptimas de operación de una batería de producción y así lograr un eficiente procesamiento de los hidrocarburos, es recomendable conocer los tipos de yacimientos que existen en el área.

La clasificación más exacta de los yacimientos es considerando las fases y la composición de la mezcla de hidrocarburos, a la temperatura y presión a que se encuentran dentro del yacimiento.

Para analizar el efecto de las condiciones de presión y temperatura iniciales sobre el comportamiento de las fases, se considerará que se tienen diferentes tipos de yacimientos, y que todos poseen la misma mezcla de hidrocarburos. Esta mezcla tiene un diagrama de fases como el mostrado en la figura 2.

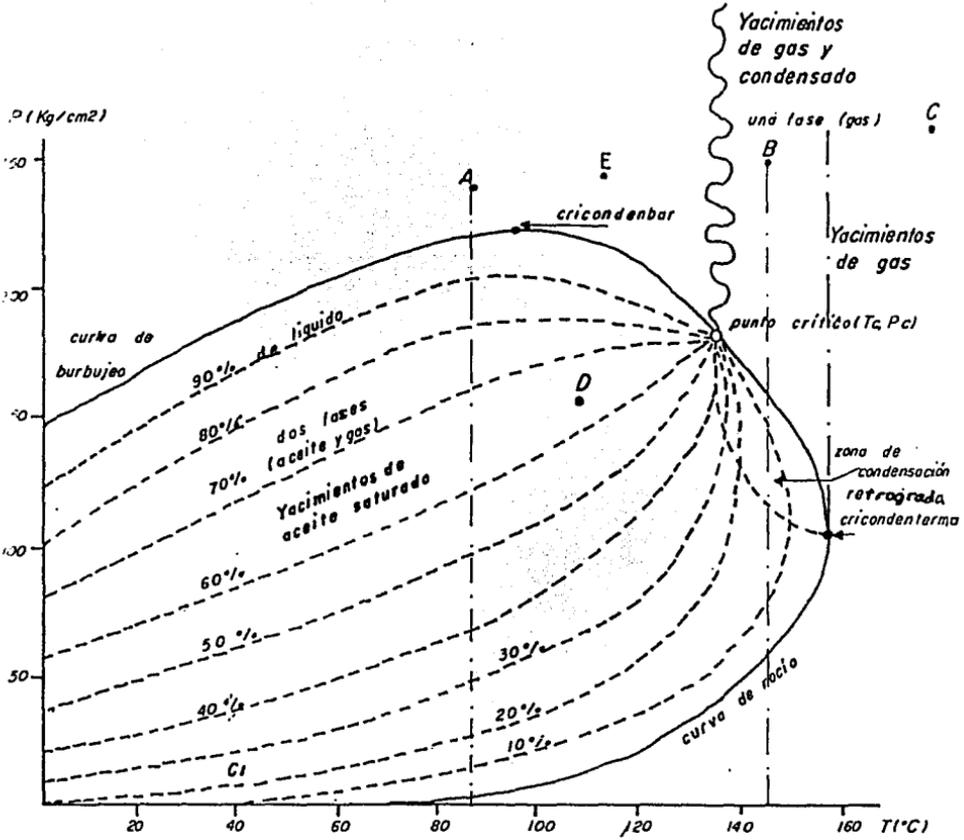


Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos .

fig.  2	FACULTAD DE INGENIERIA .	
	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	LOPEZ ESPINDOLA DARIO	

Yacimientos de aceite bajo saturado (Punto A), figura 2. Si se considera un yacimiento con una presión y temperatura, determinada en el punto A, los fluidos estarán en fase líquida, ya que su temperatura es menor que la crítica; además se tendrá un yacimiento de aceite bajo saturado, ya que la presión inicial sobrepasa a la de saturación, correspondiente a la temperatura del yacimiento.

Yacimientos de gas y condensados (Punto B), figura 2. Los fluidos están en fase gaseosa, porque la temperatura excede a la crítica.

Cuando debido a la extracción se alcanza la presión de rocío, se iniciará la condensación del líquido. Una de las características de los yacimientos de gas y condensados es que su temperatura está comprendida entre la crítica y la cricondenterma.

Yacimientos de gas húmedo (Punto C), figura 2. Los fluidos en este yacimiento estarán en fase gaseosa, la cual se conserva durante toda la vida productora del yacimiento, ya que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma. En virtud de la declinación de la presión y temperatura en la tubería de producción, los fluidos producidos entrarán a la región de dos fases, por lo tanto en la superficie se tendrá producción de gas y líquidos condensados.

A yacimientos con características similares a los yacimien-

tos de gas húmedo, pero cuya trayectoria de producción no entra a la región de dos fases, se les denomina yacimientos de gas seco. Una representación esquemática de un diagrama de fases de este tipo de yacimientos se presenta en la figura 3.

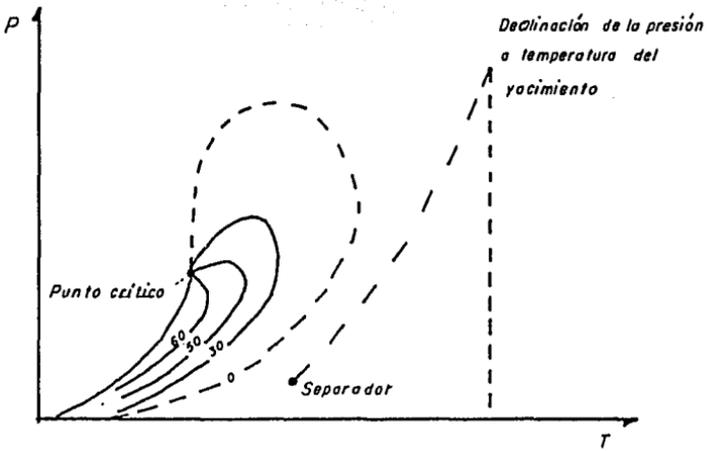
Yacimiento de aceite con casquete de gas (Punto D), figura-2. En este yacimiento se presentarán las dos fases, consistentes en una capa o casquete de gas y una zona de aceite - saturado.

Yacimientos de aceite volátil (Punto E), figura 2. Son - - fluidos que se comportan como sistemas de punto de burbujeo, y que ocupan un área de transición entre el aceite negro o - pesado y el gas en cuanto a composición y comportamiento - - termodinámico. Su temperatura es ligeramente inferior a la crítica.

En la Tabla I, se presentan las condiciones iniciales de - - presión y temperatura, así como la presión de saturación y - relación gas-aceite de algunas muestras de hidrocarburos recolectadas en pozos del área marina de Campeche.

Como en todos los casos la presión inicial resultó ser ma- - yor que la de saturación, se infiere que se trata de yaci- - mientos de aceite bajo saturado.

Otra forma menos exacta pero útil de clasificar los yaci- - mientos, es mediante el valor de la relación gas-aceite pro



Diagramas de fases para un yacimiento de gas seco.

fig.  3	FACULTAD DE INGENIERIA.	
	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	LOPEZ ESPINDOLA DARIO	

T A B L A I

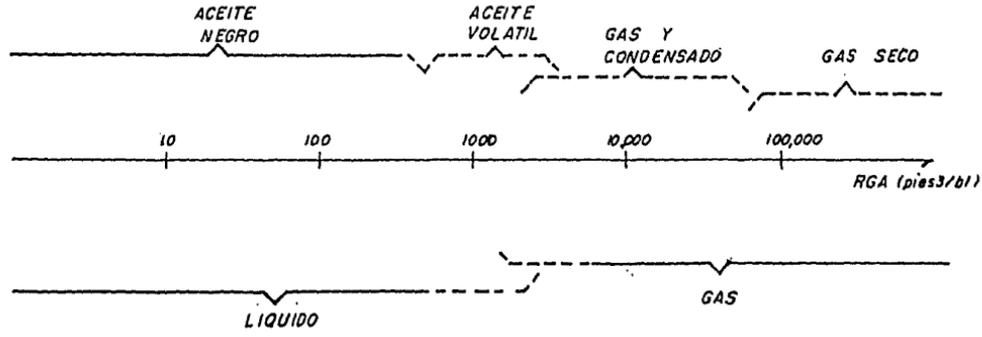
DATOS DE MUESTRAS DE HC RECOLECTADAS EN LA SONDA  
DE CAMPECHE

MUESTRA	PRESION INICIAL (Kg/cm <sup>2</sup> )	TEMPERATURA (°C)	P. SATU- RACION (Kg/cm <sup>2</sup> )	RGA (pies <sup>3</sup> /bl)
CANTARELL 82	286	102	159.2	492
CANTARELL 7-A	202	100	154	455
ABKATUN 74	362	142	175	615
ABKATUN 1-B	360	135	178	762
AKAL-2	225	100	150	382
CHAC-2	360	123	117	362

ducida. En la figura 4, se presenta la variación de la RGA desde aceite negro o pesado, hasta gas seco con los aceites volátiles y gases y condensados sobrepuestos, ocupando una región de transición que no queda definida en forma precisa. Según esta figura y los datos reportados en la tabla I, se puede observar que los yacimientos de la Sonda de Campeche, son de aceite negro con valores de RGA entre 362 y 762 - - - - - pies<sup>3</sup>/b1. Las muestras tomadas de pozos del campo Abkatun mostraron los valores mayores de RGA (615 y 762 pies<sup>3</sup>/b1).

Ch. Cronquist, para diferentes tipos de yacimientos, desarrolló un diagrama triangular en el que graficó la composición de la mezcla de hidrocarburos, figura 5. En dicho diagrama se identifican cuatro zonas que corresponden a: gas y condensado, aceite volátil, aceite ligeramente volátil y - - - - - aceite negro. Los valores graficados son: por ciento molar de metano más nitrógeno, por ciento de etano hasta hexano - - - - - más bióxido de carbono y por ciento molar de heptano y más - - - - - pesados. En la tabla II, se presenta la composición de los fluidos producidos por algunos campos del Golfo de Campeche; esta información se graficó en el diagrama triangular de Cronquist quedando los puntos localizados, como puede observarse en la figura 5, dentro de la región de aceites negros.

RGA, RELACION GAS—ACEITE PRODUCIDA



10

4		fig
FACULTAD DE INGENIERIA		
TESIS PROFESIONAL		
UNAM		
LOPEZ ESPINDOLA DARIO		

VARIACION DE LA RELACION GAS-ACEITE PRODUCIDA PARA DIFERENTES TIPOS DE FLUIDOS.

COMPOSICION DE LOS FLUIDOS DE DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTOS.

SIMBOLOGIA

- ⊠ Campos del Golfo de Campeche.
- ⊙ Gas y Condensado.
- Aceite Volatil.
- ⊕ Aceite Ligeramente Volatil
- ⊖ Aceite Negro

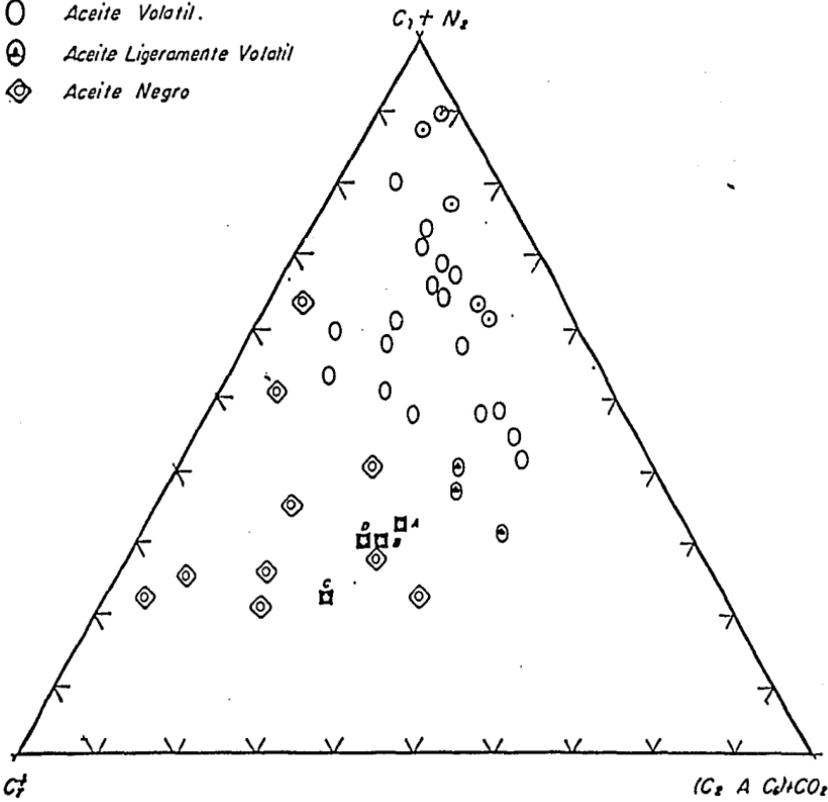


fig.  5	FACULTAD DE INGENIERIA	
	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	López Espindola Darío.	

TABLA II

COMPOSICION DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS POR ALGUNOS  
CAMPOS DEL GOLFO DE CAMPECHE\*.

POZO	$C_1 + N_2$ (% Mol)	$(C_2aC_6) + CO_2$ (% Mol)	$C_7+$ (% Mol)	Refer.
ABKATUN 1-B	31.18	30.90	37.92	A
ABKATUN - 74	30.14	30.39	39.47	B
CHAC - 2	23.30	26.57	50.13	C
CANTARELL- 82	30.50	27.02	42.48	D

\* Datos tomados de análisis composicionales realizados por la compañía Core Lab Inc.

También CH. Cronquist, a partir de los datos PVT de muestras provenientes de 80 yacimientos de aceite de la costa del Golfo, estableció y graficó para aceite volátil y aceite negro o pesado las relaciones adimensionales siguientes:

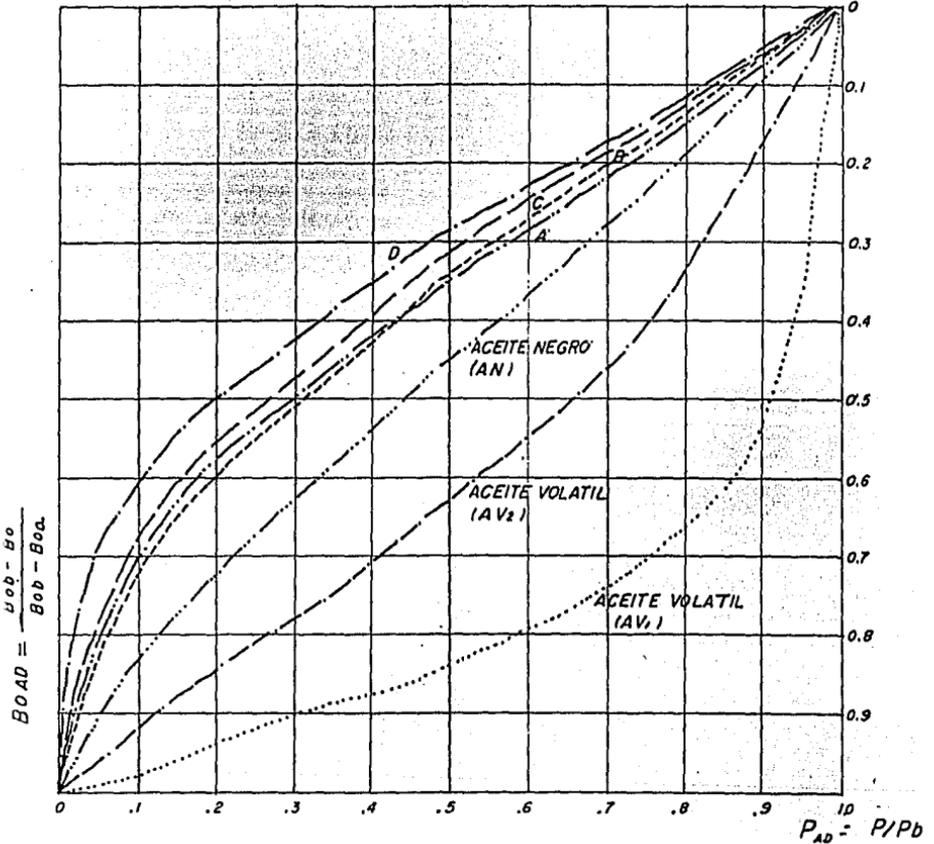
Presión Adimensional. Es el cociente de la presión considerada entre la presión de saturación:

$$P \text{ ad.} = \frac{P}{P_b}$$

Encogimiento adimensional del aceite. Es el encogimiento del aceite a una presión menor que la de saturación, entre el encogimiento total del aceite (desde la presión de saturación hasta la presión atmosférica).

$$Bo_{ad} = \frac{Bo_b - Bo}{Bo_b - Bo_a}$$

Para sistemas de aceite negro o pesado, el encogimiento adimensional varía aproximadamente en forma proporcional a la presión adimensional, este efecto se muestra en la curva AN en la Figura 6. El comportamiento del encogimiento para aceites volátiles, es muy variable, pero comúnmente queda representado por curvas semejantes a las AV de la Figura 6. La curva AV1 corresponde a un aceite más volátil que el de la AV2.



VARIACION DEL FACTOR DE VOLUMEN ADIMENSIONAL BOAD, CON LA PRESION PARA ACEITE NEGRO Y ACEITE VOLATIL .

- A.- Abkatun 1-B
- B.- Cantarell 7-A
- C.- Akal -2
- D. Chac - 2

$P_b$  = Presión de Saturación  
 $B_{ob}$  =  $B_o$  a la presión de Saturación  
 $B_{oa}$  =  $B_o$  a la presión atmosférica

fig.  6	FACULTAD DE INGENIERIA	
	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	López Espíndola Darío	

A partir de los análisis PVT de muestras de los pozos Abkatun 1-B, Cantarell 7-A, Akal-2 y Chac-2 se calcularon valores de encogimiento adimensional, Boad, para diferentes presiones adimensionales, Pad, y se graficaron en la misma figura 6. Como puede observarse, en todos los casos las curvas mostraron una marcada tendencia a la correspondiente al aceite negro.

De todo lo anterior, es decir, considerando las siguientes clasificaciones de los yacimientos:

- De acuerdo al diagrama de fases y las condiciones iniciales de presión y temperatura.
- La relación gas-aceite producida.
- La composición de la mezcla de hidrocarburos.
- Datos de análisis PVT (encogimiento del aceite a diferentes presiones).

Se concluye que los yacimientos del área marina de Campeche son de aceite negro. En el caso de Abkatun, se puede considerar que manifiesta características de ser un yacimiento ligeramente volátil.

Tomando como bases de diseño el hecho de que se trata de yacimientos de aceite negro y las características de los fluidos producidos en el área marina de Campeche, en los siguientes capítulos se efectuará la descripción y análisis de las

instalaciones para la producción y manejo de los hidrocarburos, localizadas en la plataforma de producción temporal -- Akal C-1.

## CAPITULO II

### DESCRIPCION DEL EQUIPO Y PROCESOS EN UNA PLATAFORMA DE PRODUCCION TEMPORAL

Siendo los hidrocarburos una mezcla de líquido-gas, es absolutamente necesaria la separación de las dos fases para poder manejar eficientemente la producción de los campos petroleros. Una plataforma de producción temporal, es una instalación diseñada para manejar inicialmente la mezcla de hidrocarburos provenientes de los pozos. En ésta, se separan y miden las fases líquida y gaseosa, el gas se envía a la plataforma de compresión y el aceite mediante equipo de bombeo, es transportado a las centrales de almacenamiento y embarque.

Cada una de estas etapas del proceso, tiende a satisfacer una necesidad dentro del sistema, para lo cual se cuenta con dispositivos mecánicos específicos, cuyo diseño está en función del volumen y las características de los fluidos que se van a manejar, ya que de acuerdo con estos factores se determina -- tanto su capacidad, como su tipo.

En este capítulo se describirá el diagrama de proceso, así como la ubicación de los equipos principales del mismo. Se dará una explicación del equipo, sus características y sus con-

diciones actuales de operación, para que en el capítulo III, se verifique mediante cálculos, si es óptima la operación de dicho sistema.

## II. I DESCRIPCIÓN DEL DIAGRAMA DE PROCESO

Las partes principales de que consta una plataforma de producción temporal son:

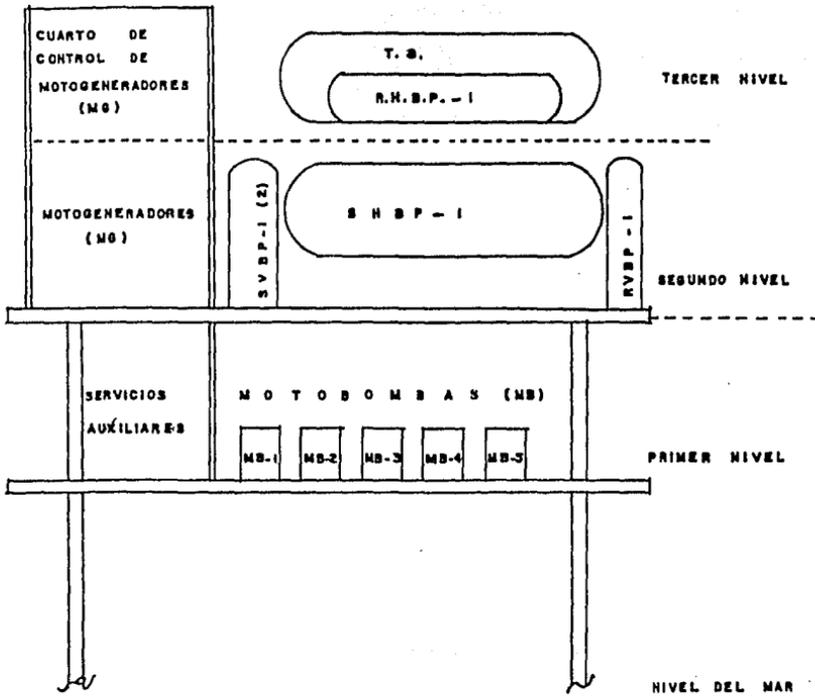
### 1. Proceso de Separación.

- Separadores de producción general.
- Tanque de balance.
- Rectificadores.
- Controles de presión.
- Controles de nivel de líquido.

### 2. Proceso de Medición y Bombeo.

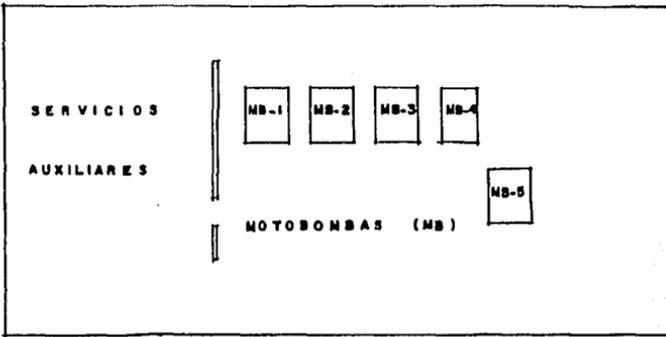
- Medidores de gas.
- Medidores de aceite.
- Bombas principales.
- Quemador.

La ubicación de los equipos en la plataforma de producción -- AKAL C-1, es como muestra en las Figuras 7-A y 7-B. Estos se encuentran distribuidos en tres niveles como sigue:

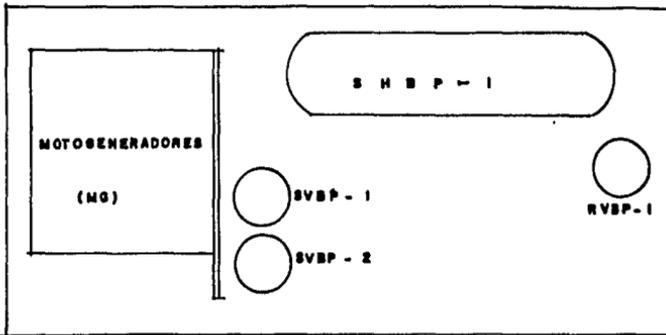


UBICACION DE EQUIPOS DEL PROCESO EN LA PLATAFORMA DE PRODUCCION TEMPORAL AKAL C-1

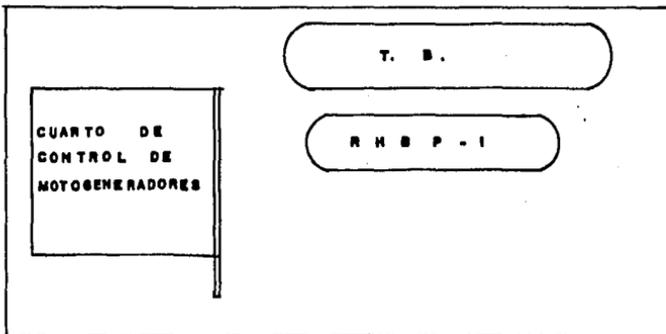
fig.  7A	FACULTAD DE INGENIERIA	
	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	López Espíndola Darío	



PLANTA PRIMER NIVEL



PLANTA SEGUNDO NIVEL



PLANTA TERCER NIVEL

7B.- UBICACION DE EQUIPOS DE PROCESO EN LA PLATAFORMA DE PRODUCCION TEMPORAL AKAL C-1

Primer nivel.

- Motobombas principales del proceso (MB).
- Medidor de aceite.
- Sección para los servicios auxiliares.

Segundo nivel.

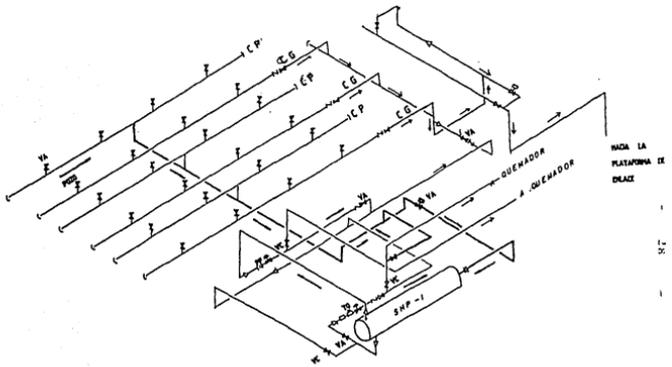
- Motogeneradores (MG).
- Separador horizontal de primera etapa (SHBP-1).
- Separadores verticales de primera etapa (SVBP-1) y (SVBP-2).

Tercer nivel.

- Cuarto de control de los motogeneradores.
- Separador de segunda etapa o tanque de balance (TB).
- Rectificador horizontal de primera etapa (RHBP-1).
- Medidor de gas de primera etapa.
- Medidor de gas de segunda etapa.

Las plataformas satélites, cuya producción es enviada a la -- plataforma Akal C-1, tienen instalado un separador de prueba para medir los volúmenes de aceite y gas que está produciendo un pozo específico. En caso de que no interese de momento co nocer la producción que tiene un pozo, se descarga junto con los otros pozos y los fluidos se envían a la plataforma de en lace donde se unen las producciones de varias plataformas sa- télites. En la figura 8, se muestra un piso de producción de una plataforma satélite.

PISO DE PRODUCCION DE UNA PLATAFORMA SATELITE .



ACEITE Y GAS —————  
 ACEITE = = = = =  
 GAS - - - - -

CP. CARGAL DE PRESION  
 CA. CARGAL DE GRUPO  
 TA. TOTALIZADOR DE LIQUIDO  
 VA. VALVULA ABIERTA  
 VE. VALVULA CERRADA  
 PP. PORTALACAS

fig.	
8	
FACULTAD DE INGENIERIA	
TESIS PROFESIONAL	
UNAM	
López Espindola Darío	

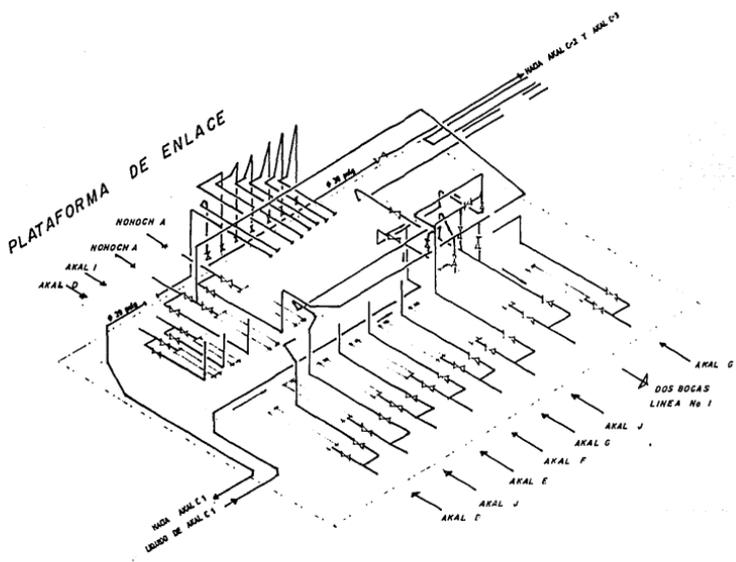
En la plataforma de enlace, figura 9, se encuentra ubicado el colector general de 30 pulgadas de diámetro e inmediatamente tiene una reducción a 20"Ø. Este colector llega hasta la entrada al separador de primera etapa (SHBP-1), localizado en la plataforma de producción Akal C-1, y tiene una longitud aproximada de 400 metros. Esta longitud es debido a que en su trayectoria hacia la plataforma de producción AKAL C-1, debe de pasar por la plataforma de perforación-producción que está ubicada dentro del complejo y por dos puentes que unen a estas plataformas.

Tomando como referencia las figuras 10 y 11, correspondientes al diagrama de flujo del proceso en la plataforma de producción Akal C-1, en el siguiente paso los fluidos se descargan al separador de primera etapa (SHBP-1), donde se separan las fases, gas y líquida para manejarse independientemente. La presión con que está operando este separador, es de aproximadamente 122 lb/pg<sup>2</sup>.

#### Diagrama de Flujo del Gas

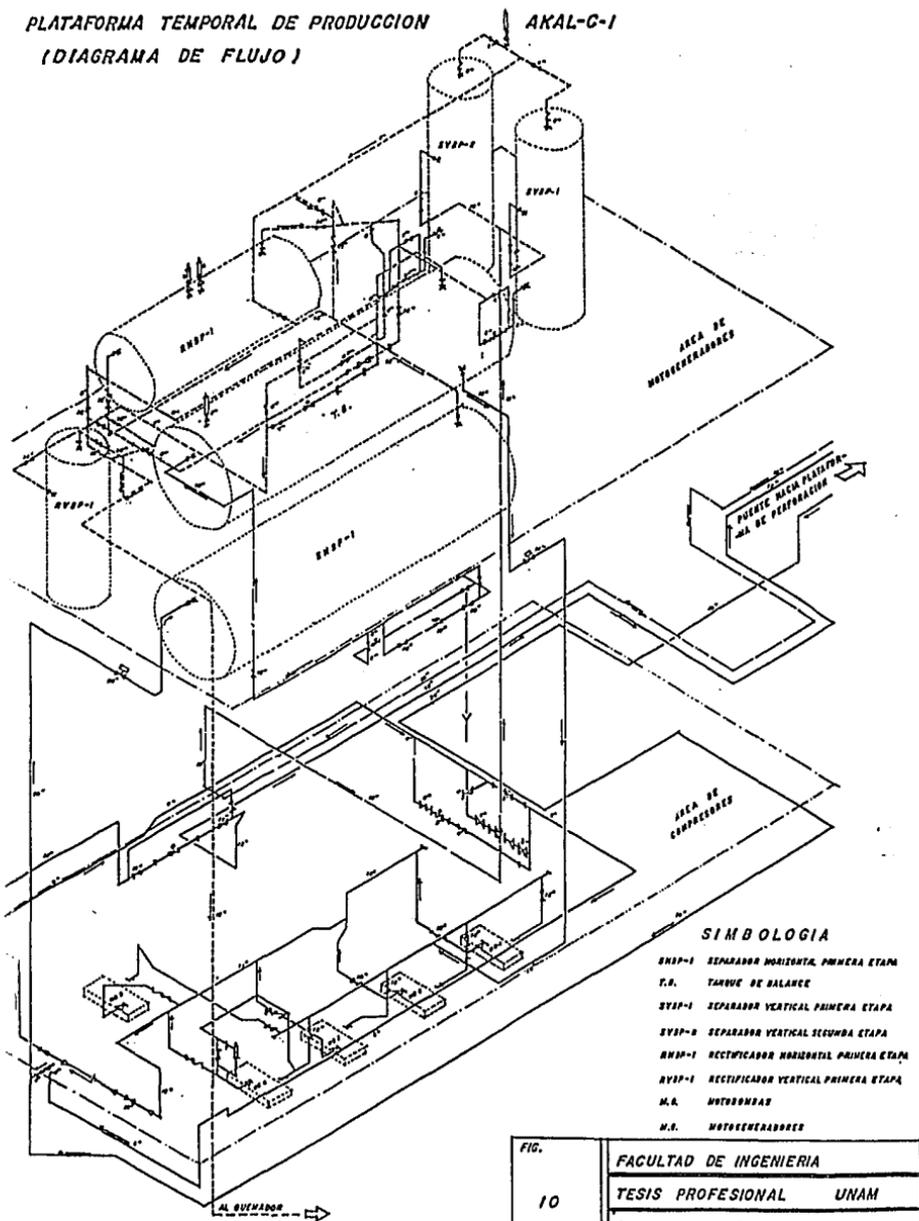
El gas separado sale por la parte superior del separador de primera etapa (SHBP-1), a través de un gasoducto de 12"Ø, el cual llega al rectificador horizontal de primera etapa (RHBP-1), donde se recupera el líquido que fue arrastrado por el gas. El gas sale del rectificador horizontal (RHBP-1) por la parte superior hacia un gasoducto, en el cual se encuentra un sis-

fig. 9. PLATAFORMA DE ENLACE.



PLATAFORMA TEMPORAL DE PRODUCCION  
(DIAGRAMA DE FLUJO)

AKAL-C-1



- EHP-1 SEPARADOR HORIZONTAL PRIMERA ETAPA
- T.B. TANQUE DE BALANCE
- EVA-1 SEPARADOR VERTICAL PRIMERA ETAPA
- EVA-2 SEPARADOR VERTICAL SEGUNDA ETAPA
- EHP-2 RECTIFICADOR HORIZONTAL PRIMERA ETAPA
- EVA-2 RECTIFICADOR VERTICAL PRIMERA ETAPA
- M.A. MOTOBRUJAS
- M.R. MOTORECALIBRADOR

FIG.  10	FACULTAD DE INGENIERIA	
	TESIS PROFESIONAL UNAM	
	LOPEZ ESPINDOLA DARIO	
	810.	800.

tema de medición y una válvula reguladora de presión. Esta válvula regula la presión, tanto del separador de primera etapa (SHBP-1), como del rectificador horizontal. Más adelante, dicho gasoducto llega al colector general de gas de 30"Ø, el cual va directo hacia la plataforma de compresión.

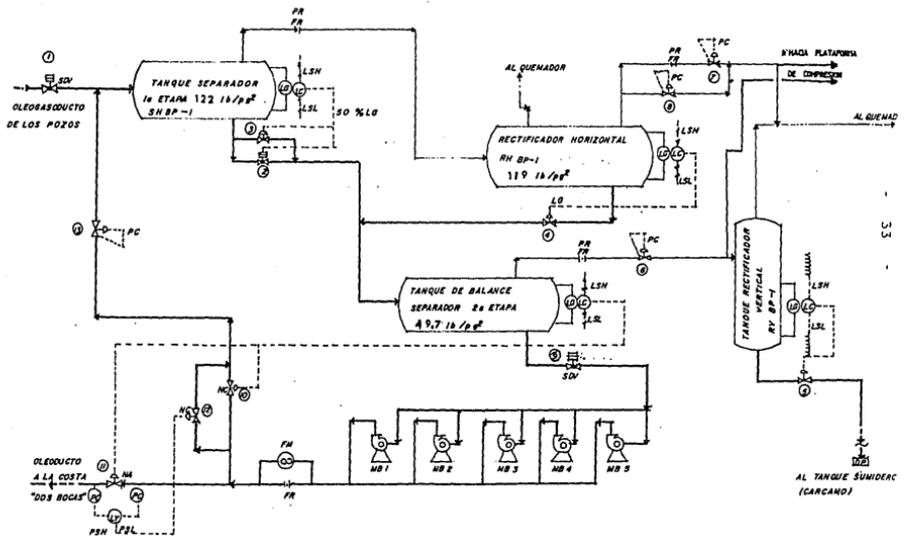
El gas separado en el tanque de balance (TB), es conducido al rectificador de segunda etapa (RVBP-1) por una línea de 4"Ø, pasando por una válvula reguladora de presión y después por un medidor de flujo. Una vez que el gas sale del rectificador de segunda etapa, éste llega al colector general de gas, desde donde se conduce al quemador, o hacia la plataforma de compresión.

#### Diagrama de Flujo del Aceite

El aceite que se recupera en el separador de primera etapa -- (SHBP-1), sale por la parte inferior a través de una línea de 10"Ø en la cual, se encuentra una válvula reguladora de nivel. En este tramo se tiene una línea auxiliar corta de 6"Ø, con su válvula reguladora de nivel. Del separador SHPB-I, el aceite se envía al tanque de balance, donde nuevamente se le separa gas, pero esta vez a una presión de 49.7 lb/pg<sup>2</sup> aproximadamente.

El aceite del tanque de balance (TB), es conducido al cabezal de succión de las bombas principales. Una vez que se incre--

FIG. 11.- FLUJO E INSTRUMENTACION DEL PROCESO DE LA PLATAFORMA TEMPORAL DE PRODUCCION AKAL - C-1



menta la presión del flujo, el aceite se descarga en un cabezal de 12"Ø. Delante de este cabezal, se encuentra un medidor de aceite y una válvula reguladora de nivel del tanque de balance (TB). Una vez que el aceite pasa por la válvula reguladora de nivel del tanque de balance, se envía hacia la plataforma de enlace, donde se une a la producción de AKAL C-2 y AKAL C-3; y mediante un oleoducto de 36"Ø, el aceite se conduce hacia Dos Bocas, Tab., para su distribución, procesamiento, almacenamiento y venta.

Adicionalmente se tiene una línea de desvío (by-pass), antes de la válvula reguladora de nivel del tanque de balance donde se encuentran dos válvulas de control, una es para prevenir un nivel bajo en el tanque de balance y la otra es para cuando hay alta presión en el oleoducto que va hacia Dos Bocas, Tab. Esta línea, se va a insertar en la de 20" que conduce la producción al separador de primera etapa (SHBP-1).

La función de los separadores verticales de primera etapa (SVBP-1) Y (SVBP-2), localizados en la plataforma de producción Akal C-1, es actuar como auxiliares del separador horizontal de primera etapa (SHBP-1). Estos separadores verticales procesan principalmente la producción de los cinco pozos ubicados en la plataforma de perforación-producción que se encuentra en el mismo complejo de AKAL-C. El gasoducto que sale de estos separadores verticales, se une con el que sale --

del separador horizontal de primera etapa (SHBP-1), el cual se dirige al rectificador horizontal de primera etapa (RHBP-1). El aceite de estos separadores verticales, sale por una línea de 6"Ø, la cual se inserta en el oleoducto que sale del separador horizontal de primera etapa (SHBP-1) y que se dirige al tanque de balance (TB).

## II.2 EQUIPO DE SEPARACION

Los equipos de separación, como su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de líquido y gas.

Las mezclas de líquido y gas, se presentan en los campos petroleros principalmente por las siguientes causas:

- a) Por lo general los pozos producen líquidos y gas mezclados en un solo flujo.
- b) Hay líneas en que aparentemente se maneja sólo líquido o gas; pero debido a los cambios de presión y temperatura que se producen a través de la línea, hay vaporización de líquido a condensación de gas, dando lugar al flujo de dos fases.
- c) En ocasiones el flujo de gas arrastra líquido a las compresoras y equipos de procesamiento en cantidades apreciables.

Las razones por las que es importante efectuar una separación adecuada de líquido y gas son:

- a) En campos de gas y aceite, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado y además el gas se quema, una cantidad considerable de aceite ligero que es arrastrado por el flujo de gas también es quemado, ocasionando grandes pérdidas si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial.
- b) Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquido ya que éste ocasiona problemas, tales como corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y disminución en la capacidad de transporte de las líneas.

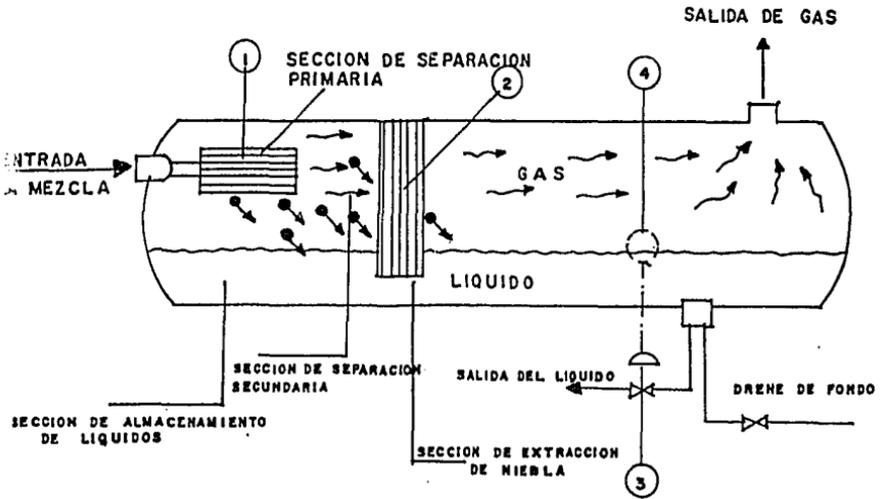
Antes de describir el equipo de separación instalado en la plataforma de producción temporal Akal C-1, se presentarán de manera breve algunos principios de la separación del aceite y el gas.

#### Descripción de un Separador

Un separador consta de las siguientes secciones (figura 12).

- Sección de separación primaria.
- Sección de separación secundaria.
- Sección de extracción de niebla.
- Sección de almacenamiento de líquidos.

- ① PLACA DESVIADORA DE ENTRADA
- ② EXTRACTOR DE NIEBLA
- ③ VALVULA DE DESCARGA DE LIQUIDOS
- ④ FLOTADOR



ESQUEMA DE UN SEPARADOR HORIZONTAL

fig.:  12	FACULTAD DE INGENIERIA	
	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	López Espíndola Darío	

-- Sección de separación primaria.

En esta sección se separa la mayor porción de líquido de la corriente de gas, y se reduce la turbulencia del flujo. La separación del líquido en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección del flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien, instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada. Con cualquiera de las dos formas se le induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes volúmenes de líquido.

-- Sección de separación secundaria.

En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por la gravedad, por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima. Para esto, el separador debe tener suficiente longitud. En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aún más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas de líquido.

La eficiencia de separación en esta sección depende principalmente de las propiedades físicas del líquido y del gas, del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo del gas y del grado de turbulencia.

-- Sección de extracción de niebla.

En esta sección se separan del flujo de gas, las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria del separador. En esta parte del separador se utilizan el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga, como mecanismos de separación. Mediante estos mecanismos se logra que las pequeñas gotas de líquido se colecten sobre una superficie, en donde se acumulan y forman gotas grandes, que se drenan a través de un conducto a la sección de almacenamiento de líquidos o bien caen, contra la corriente de gas a la sección de separación primaria.

El dispositivo utilizado en esta sección, conocido como extractor de niebla, está constituido generalmente por un conjunto de veletas o aspas, por alambre entretejido o por tubos ciclónicos.

-- Sección de almacenamiento de líquidos.

En esta sección se almacena y descarga el líquido de la corriente de gas. En esta parte el separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal; además debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel del líquido en el separador. Esta instrumentación está formada por un controlador y un indicador de

nivel, un flotador y una válvula de descarga. La sección de almacenamiento de líquidos debe estar situada de tal forma que, el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador.

Aparte de las cuatro secciones antes descritas, el separador debe tener dispositivo de seguridad, tales como: una válvula de seguridad, un tubo desviador de seguridad y controles de contra presión adecuados.

Cuando se conocen los tipos de flujo de la mezcla de gas y líquido que va al separador, tal como la frecuencia de los baches del líquido en pozos con bombeo, se deben hacer cambios en el diseño y tamaño de las partes del separador. Sin embargo, siempre es recomendable que el separador se diseñe de la forma más simple posible, para facilitar su limpieza y mantenimiento.

#### Clasificación de los Separadores

Los separadores pueden clasificarse en horizontales, verticales y esféricos, y para separar dos fases (gas y líquido) o tres fases (gas, aceite y agua).

#### Separadores convencionales

Se acostumbra designar "convencionales" a los separadores de dos fases en cualquiera de sus tres tipos: verticales, hori--

zontales y esféricos. Los separadores horizontales pueden estar formados por un tanque horizontal, o bien por dos colocados uno encima del otro, a los primeros se les conoce como de "simple barril" y a estos últimos como de "doble barril". En las Figuras 12 y 13, se muestran esquemas de un separador vertical y uno horizontal, respectivamente.

#### Equipo de Separación Instalado en la Plataforma Akal C-1

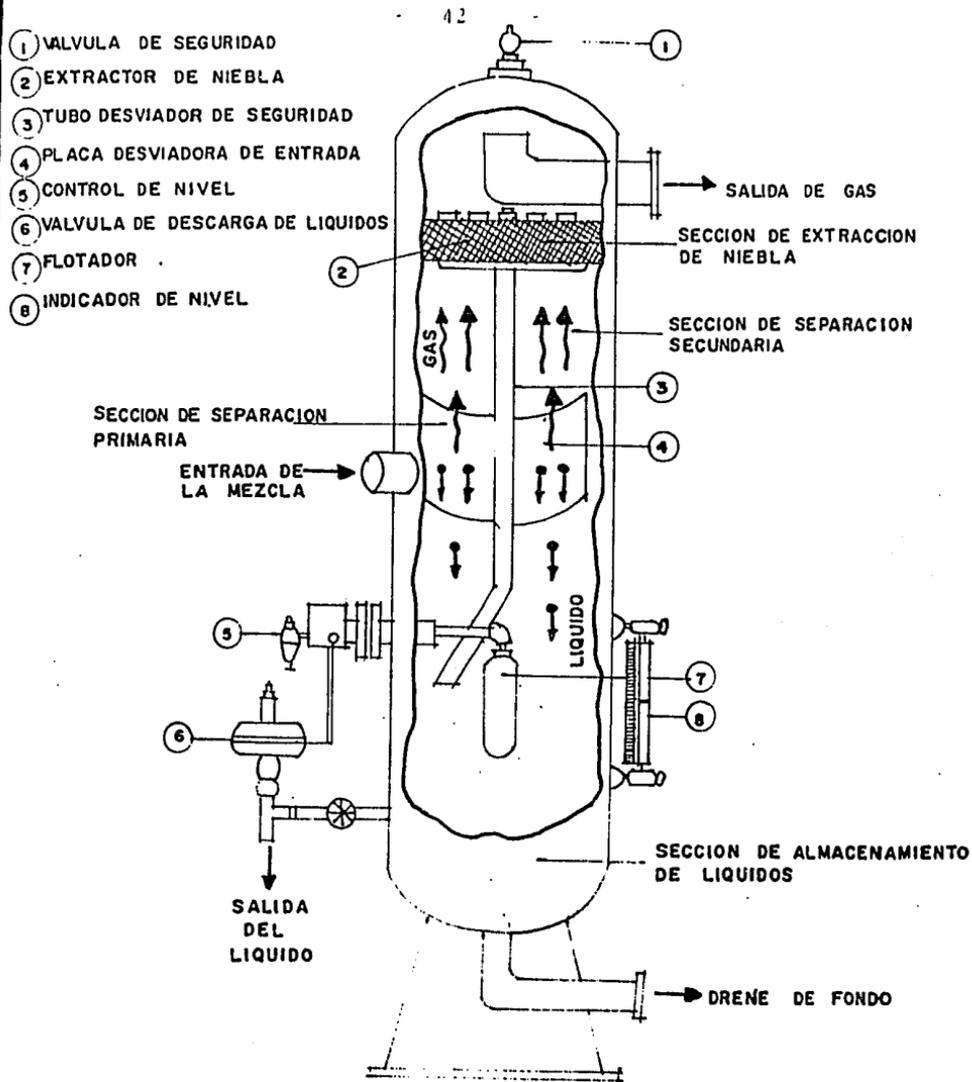
A continuación se presentan las características principales de los equipos de separación, instalados en la plataforma de producción temporal AKAL C-1.

##### -- Separador horizontal de primera etapa (SHBP-1).

Este tanque de construcción cilíndrica, es un separador de tipo horizontal de 35 pies de longitud de tangente a tangente y de 102 pg de diámetro exterior, con 1.1 pg de espesor del cuerpo. Ha sido diseñado para una presión máxima de trabajo de  $550 \text{ lb/pg}^2$  a  $200^\circ\text{F}$ . Tiene una capacidad de 110,000 barriles por día de aceite, manejado a una presión de operación de  $50 \text{ lb/pg}^2$  aproximadamente; fue diseñado como separador de tres fases, pero se adaptó para que operara sólo en dos fases.

##### -- Separador horizontal de segunda etapa o tanque de balance (TB).

Este recipiente cilíndrico es un separador horizontal de -



ESQUEMA DE UN SEPARADOR VERTICAL

fig.  13	FACULTAD DE INGENIERIA	
	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	López Espindola Dario	

30 pies de longitud de tangente a tangente y de 102 pg - de diámetro exterior, con 1 pg. de espesor de cuerpo. Diseñado para una presión máxima de trabajo de 150 lb/pg<sup>2</sup>, - tiene una capacidad de 110,000 barriles por día de aceite manejado a una presión de 10 lb/pg<sup>2</sup> aproximadamente; fue - diseñado como separador de dos fases.

--- Rectificador horizontal de primera etapa ( RHBP-1 )

Este recipiente cilíndrico de tipo horizontal, su función es separar a los líquidos arrastrados en el gas del separador de la primera etapa. Tiene 20 pies de longitud de tangente a tangente y 72pg de diámetro, diseñado para una presión máxima de trabajo de 150 lb/pg<sup>2</sup> a 65° F. Su capacidad es de 53 millones de pies<sup>3</sup> por día de gas, manejado a una presión de 50 lb/pg<sup>2</sup> aproximadamente.

--- Rectificador vertical de segunda etapa (RVBP-1)

Este recipiente cilíndrico se utiliza para recuperar los - líquidos arrastrados del separador de segunda etapa, tiene 15 pies de longitud de tangente a tangente y 54 pg de diámetro, diseñado para una presión máxima de trabajo de 81 - lb/pg<sup>2</sup> a 149° F.

--- Separadores verticales de primera etapa (SVBP-1 y SVBP-2 )

Son del tipo vertical y se usan como auxiliares del separa-

dor horizontal de primera etapa. Tienen una altura de 20-pies de tangente a tangente y 86 pg de diámetro.

En la tabla III se muestran las condiciones de operación del equipo descrito, el cual está funcionando en la plataforma de producción Akal C-1.

TABLA III

Condiciones de operación del equipo de separación instalado - en la plataforma AKAL C-1.

IDENTIFICACION	PRESION (Lb/pg <sup>2</sup> )	TEMPERATURA (°C)	NIVEL LIQ. (PIES)
SEPARADOR 1a ETAPA (SHBP-1)	122	79	3.5
SEPARADOR 2a ETAPA (T.B)	49.7	65	4.0
RECTIFICADOR 1a ETAPA (RHBP-1)	119	78	---
RECTIFICADOR 2a ETAPA (RVBP-1)	48.4	63	---

Volumen de aceite manejado en separadores por día: = 180,000-barriles.

Volumen de gas total separado por día: = 71'972,915 pies<sup>3</sup>.

### II.3 MOTOBOMBAS

El bombeo puede definirse como la adición de energía a un fluido para moverse de un punto a otro. No es, como frecuentemente se piensa, la adición de presión. Porque la energía es capacidad para hacer trabajo, adicionándola a un fluido lo obliga a hacer trabajo, normalmente fluyendo por una tubería o elevándose a un nivel más alto. Una bomba de transferencia es un dispositivo mecánico que, como su nombre lo indica, su función es la de transferir o impulsar el fluido de un nivel más bajo a otro más alto, o bien de un medio de baja presión a otro de mayor presión.

A continuación se dará una explicación de los tipos de bombas y sus características generales. Los factores que intervienen para la evaluación y selección de equipo de bombeo, los tipos de potencia motriz, así como las características de las bombas instaladas en la plataforma de producción temporal Akal C-1 con sus condiciones de operación.

Hay tres grandes grupos de bombas, atendiendo esta clasificación al movimiento de líquidos en su parte interna únicamente:

- A. Bombas centrífugas.
- B. Bombas rotatorias.
- C. Bombas reciprocantes.

#### A. Bombas centrífugas:

Las bombas centrífugas son posiblemente las que más se usan en la industria, por su versatilidad y por su sencillez de operación; son adecuadas para bombear cualquier líquido o líquidos con sólidos que pueden pasar por el sistema de tuberías. Son fáciles de controlar y debido a que la mayoría son accionadas por motor acoplado directamente, su rendimiento es específico para la velocidad normal del motor. Cuando se desea variar la velocidad puede usarse otro tipo de impulsor, reducción de engranajes o un regulador de velocidad.

Una bomba centrífuga tiene dos partes principales (1) un elemento giratorio, incluyendo un impulsor y una flecha, y (2) un elemento estacionario, compuesto por una cubierta, estope-ro y chumaceras.

El principio físico en el que se fundamenta la operación de las bombas centrífugas de un impulsor que gira a alta velocidad, en el interior de una caja o carcasa es el siguiente: Con el movimiento se empuja al fluido en contacto con el impulsor hacia la periferia del mismo, con una velocidad alta; y en forma continua, la energía de velocidad del fluido se transforma en energía de presión, lo que le permite moverse a través de las tuberías. Cuando se requiere mayor presión de la producida por un solo impulsor, pueden usarse impulsores adicionales colocados en serie.

Los impulsores de estas bombas se diseñan para cualquier carga, capacidad y velocidad; pero cada combinación tiene su índice característico llamado velocidad específica. Las bombas de bajo índice son de baja capacidad, cargas relativamente altas y la fuerza motriz aumenta según aumenta el flujo. En el otro extremo de la escala están las bombas de alto índice de velocidad específica que son las de gran capacidad, baja carga hidrostática y de fuerza motriz que disminuye según aumenta el flujo.

#### B. Bombas rotatorias:

Estas bombas se diseñan para emplearse en funciones específicas para manejar líquidos de alta calidad lubricante, por lo que se usan extensamente para trasegar combustibles y lubricantes. Son de desplazamiento positivo y no requieren "cebada", pero el sistema tiene que estar lleno antes de accionar la bomba. Este tipo de bombas se utilizan especialmente para mover fluidos muy viscosos y para desarrollar altas presiones; el flujo es casi continuo y las pulsaciones muy ligeras.

Uno de los modelos de este tipo de bombas es la de tornillo; ésta tiene un solo elemento motriz, que al accionarse mueve otros dos elementos engranados en forma de sinfín, que giran con movimiento axial dentro de una cámara o camisa envolvente, de manera que el líquido entra por la línea de succión hori-

zontal fluyendo a través de los tornillos, formando una pequeña película que simultáneamente actúa como lubricante del mismo sistema, hasta que el líquido es expulsado por la línea de descarga vertical desarrollándose durante este proceso, un incremento de presión.

### C. Bombas reciprocantes:

Las bombas reciprocantes satisfacen muchos requisitos industriales, generalmente se usan bombas de pistón o émbolo por la muy alta presión que pueden desarrollar en los sistemas hidráulicos para control de equipo y maquinaria.

Estas bombas son de uno o dos efectos, dependiendo de si el flujo se maneja de un lado del émbolo o de ambos; esto es normalmente medido en "emboladas por minuto" y la capacidad de la bomba depende también del diámetro del émbolo de pistón. Las bombas de un solo émbolo se conocen universalmente como Simplex, y la de dos como Duplex.

Generalmente a estas bombas se les llama de "desplazamiento positivo", ya que descargan un volumen definido de fluido en cada carrera del pistón e igual al área del émbolo multiplicada por la longitud de la carrera del mismo. Además, se consiguen presiones elevadas debido a la acción directa del pistón sobre el fluido, el cual está encerrado en un cilindro y es obligado a salir por las válvulas de descarga.

Características generales de los tres grupos de bombas.

Las bombas de desplazamiento positivo reciprocantes son aplicables para:

- a). Gastos pequeños.
- b). Presiones bajas.
- c). Líquidos limpios.

Las bombas de desplazamiento positivo rotatorias son aplicables para:

- a). Gastos pequeños y medianos.
- b). Presiones altas.
- c). Líquidos viscosos.

Las bombas dinámicas de tipo centrífugo son aplicables para:

- a). Gastos grandes.
- b). Presiones reducidas o medianas.
- c). Líquidos de todos los tipos, excepto muy viscosos.

Factores importantes para la evaluación y selección de bombas.

Las bombas en general se evalúan de acuerdo con las siguientes características:

1. Capacidad - Cantidad de fluido descargado en una undad de tiempo.

- 2. Carga - Energía proporcionada al fluido por unidad de masa, y se obtiene dividiendo - - el aumento de presión por el peso específico del fluido.
- 3. Potencia - Energía consumida por la máquina en una unidad de tiempo.
- 4. Rendimiento - Energía cedida al fluido dividida por la energía total absorbida por la máquina.

Ahora bien, los tres factores principales para determinar que tipo de bomba es la más adecuada, son: gasto, presión y las siguientes características de los líquidos:

- a). Índice de acidez-alcalinidad (pH).
- b). Viscosidad del líquido.
- c). Temperatura.
- d). Presión de vaporización del líquido a temperatura de bombeo.
- e). Densidad.
- f). Materiales en suspensión, tamaño, naturaleza, etc.
- g). Condiciones de abrasión.
- h). Contenido de impurezas en general.

Tipos de Potencia Motriz.

Al seleccionar la potencia motriz para las bombas, se dispone

de una amplia opción: máquinas de vapor, turbinas de vapor, - máquinas de combustión interna, turbinas de combustión de gas y motores eléctricos. La selección se hace de acuerdo a una base económica y varía según las condiciones específicas del caso. En un principio, el equipo de bombeo de las plataformas de producción fue accionado con motores eléctricos, pero en la actualidad la mayoría han sido implementados con turbinas de combustión de gas.

#### Equipo de Bombeo Instalado en la Plataforma Akal C-1

En la tabla IV se presentan las características de los motores y bombas instaladas en la plataforma de producción temporal Akal C-1.

TABLA IV

CARACTERISTICAS DE LOS MOTORES Y BOMBAS PRINCIPALES LOCALIZADAS EN  
LA PLATAFORMA DE PRODUCCION TEMPORAL AKAL C-1

CARACTERISTICAS DE LOS MOTORES ELECTRICOS

NUM.	MARCA	TIPO	VOLTS	AMP.	HZ	POLOS	RPM	AISL.	F.S.	SERV.	FASES	HP
1	HITACHI	TFLA	4160/2300	178/322	60	2	3570	B	1.0	CONT.	3	1500
2	HITACHI	TFLA	4160/2300	178/322	60	2	3570	B	1.0	CONT.	3	1500
3	LOUIS ALLIS	JTX	4160	100	60	-	3565	B	1.0	CONT.	3	800
4	LOUIS ALLIS	JTX	4160	76	60	-	3565	-	1.0	CONT.	3	800
5	LOUIS ALLIS	JTX	4160	100	60	-	3565	B	1.0	CONT.	3	800

CARACTERISTICAS DE LAS BOMBAS (TODAS SON CENTRIFUGAS)

NUM.	MARCA	TIPO	PASOS	TAMAÑO	POTENCIA (HP)	CAPACIDAD (GPM)	RPM	CARGA (PIES)
1	BINGHAM	MSD-D	5	6X8X11D	900	1500	3560	3025
2	BINGHAM	MSD-D	5	6X8X11D	900	1500	3560	3025
3	UNITED	NSNE	6	K-4X11MSNE	678	1021	3560	2333
4	UNITED	NSNE	6	K-4X11MSNE	678	1021	3560	2333
5	BINGHAM	QMSD	5	4X6X10.5	900	1030	3560	2922

#### II.4 INSTRUMENTACION

Todas las operaciones en las plataformas marinas de producción, dependen de la medida y el control de determinadas variables del proceso. Los instrumentos se han convertido en parte importante de las operaciones industriales y no se considera ya un equipo auxiliar.

El control automático es de gran importancia para los procesos continuos y el perfeccionamiento de estas operaciones y de su control, han ido en gran parte a la par. En realidad, el control de los procesos se clasifica a menudo como una operación unitaria y muy importante; así, sin métodos de control seguros, manuales o automáticos, las industrias de proceso no podrían trabajar. Y aunque las operaciones continuas pueden funcionar a veces con un mínimo de instrumentos para guiar a los operadores, es necesario resaltar que el funcionamiento de muchos procesos continuos modernos sería imposible sin una aportación adecuada de instrumentos.

La uniformidad en la producción y el control de las variables que intervienen en el proceso aumenta la capacidad del equipo, así como la cantidad de los productos obtenidos.

Los instrumentos industriales comprenden dos clases generales a saber : (1) los que miden y (2) los que miden y controlan. Un instrumento de medida puede usarse por sí solo o combinar-

se con un dispositivo controlador automático. Si bien la mayoría de los instrumentos industriales se usan para fines de control, no todos son automáticos, ya que muchos de los de medida se emplean principalmente como guía para el control manual.

Descripción de la instrumentación en el proceso de la plataforma de producción Akal C-1, Figura 11.

El flujo de crudo en dos fases entra al separador de primera etapa (SHBP-1), el cual opera a  $122 \text{ lb/pg}^2$  en donde se lleva a cabo la separación del crudo y del gas.

El gas separado en la primera etapa va al rectificador horizontal (RHBP-1), el cual opera aproximadamente a la misma presión que el separador de la primera etapa (SHBP-1), la presión en ambos recipientes es controlada con un regulador de presión en la línea de salida de gas del rectificador horizontal; el gas es medido antes de esta válvula de control, y es enviado por un gasoducto a la plataforma de compresión donde se le quita el condensado y se comprime para enviarlo a Atasta, donde se trata. También es factible, en caso de haber problemas en la plataforma de compresión, enviar el gas a un quemador tripode que tiene equipo de generación de flama y encendido de pilotos.

El nivel de líquido dentro del separador de primera etapa (SHBP-1), es mantenido mediante controles de nivel. De este

separador el líquido fluye hacia la entrada del separador de segunda etapa o tanque de balance (T.B.).

El tanque de balance está provisto con la instrumentación necesaria para controlar el nivel de líquido y la presión, manteniendo esta última en un valor aproximado de 49.7 lb/pg<sup>2</sup>.

El control para el sistema de bombeo utilizado, ha sido diseñado para mantener un nivel apropiado en el separador de segunda etapa o tanque de balance (T.B.), para lo cual cuenta con una línea de retorno en que están instaladas dos válvulas de control. Una es accionada cuando hay bajo nivel en el tanque de balance y la otra válvula actúa cuando hay alta presión en el oleoducto. El líquido que va a través de la línea de retorno, llega nuevamente al separador de primera etapa (SHBP-1). Con respecto a los dos separadores auxiliares verticales de primera etapa (SVBP-1) y (SVBP-2), cuentan también con la instrumentación necesaria para controlar la presión y su nivel, el gas es enviado al rectificador horizontal de primera etapa (RHBP-1) y el líquido al tanque de balance (T.B.).

Válvulas de control y operación del proceso  
en la plataforma Akal C-1, Figura 11.

1. Válvula operada hidráulicamente (Shut Down)
2. Válvula operada por el control de nivel del separador de primera etapa (SHBP-1), opera al 50% de nivel del tanque separador.

3. Idem. No. 2.
4. Válvula de control de nivel del rectificador horizontal - (RHBP-1), opera al 25% del nivel del tanque.
5. Válvula de control de nivel del rectificador vertical - - (RVBP-1), opera al 20% del indicador óptico de nivel del tanque.
6. Válvula de control de presión del tanque de balance (TB), opera a  $49.7 \text{ lb/pg}^2$ .
7. Válvula de control de presión del rectificador horizontal (RHBP-1), opera a  $122 \text{ lb/pg}^2$ .
8. Válvula de control de presión (relevo) del rectificador horizontal (RHBP-1), opera a  $128 \text{ lb/pg}^2$ .
9. Válvula operada hidráulicamente (Shut Down).
10. Válvula de control de nivel del tanque de balance (TB), opera al 50% del indicador óptico del nivel del tanque.
11. Idem. No. 10.
12. Válvula de control de presión del oleoducto que va hacia Dos Bocas, opera a  $900 \text{ lb/pg}^2$ .
13. Válvula de control de presión de la línea de retorno de aceite, opera a  $640 \text{ lb/pg}^2$ .

### Simbología y abreviaturas

A continuación se presentan los símbolos y abreviaturas utilizados en la Figura 11, donde se detalla el flujo e instrumentación del proceso:



Línea para alimentación y señal de instrumentación neumática.



Línea para alimentación y señal de instrumentación hidráulica.



Línea para instrumentación y señal de instrumentación eléctrica.



Línea de aceite crudo.



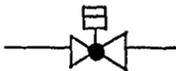
Línea de gas.



Válvula de compuerta manual.



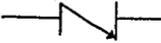
Válvula neumática reguladora con operador de diafragma.



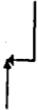
Válvula de corte (shut down) operada con pistón (con sistema hidráulico a 1,500 lb/pg<sup>2</sup>).



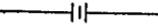
Válvula manual.



Válvula (check) de retención -indica la dirección del flujo-.



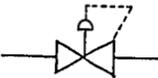
Válvula de seguridad y alivio.



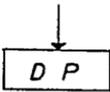
Medidor portaorificio (fitting).



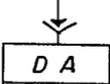
Medidor de desplazamiento positivo-indicador totalizador de flujo.



Válvula neumática auto reguladora.



Drenaje a presión.



Drenaje abierto.



MT-bomba centrífuga de transferencia de aceite crudo.

- PC - Controlador de presión.
- PI - Indicador de presión.
- PY - Relevador de presión.
- PR - Registrador de presión.
- PSH - Interruptor (switch) de alta presión.
- PSL - Interruptor (switch) de baja presión.
- PV - Válvula de presión.
- PSV - Válvula de seguridad y alivio.
- NC - Normalmente cerrada.
- NA - Normalmente abierta.
- LC - Controlador de nivel.
- LG - Indicador óptico de nivel.
- LAH - Alarma alto nivel.
- LAL - Alarma bajo nivel.
- LSH - Interruptor (switch) de alto nivel.
- LSL - Interruptor (switch) de bajo nivel.
- LY - Relevador de nivel.
- LV - Válvula de nivel.
- FM - Medidor de flujo.
- SDV - Válvula de corte.
- TR - Registrador de temperatura.
- TI - Indicador de temperatura.

## II.5. SERVICIOS AUXILIARES

En una plataforma de producción temporal, además de contar con equipo para manejar los hidrocarburos, se tiene equipo auxiliar con el que se suministran los servicios para cubrir las diferentes necesidades, como son: energía eléctrica, agua y aire.

Los servicios auxiliares deben de estar calculados para que en cualquier momento satisfagan las necesidades requeridas por la plataforma. En la plataforma de producción temporal Akal C-1, los servicios auxiliares de suministro de agua y aire se encuentran colocados en el primer nivel, mientras que los servicios de energía eléctrica, están ubicados en el segundo nivel.

A continuación se presentan las características de los servicios auxiliares de que consta la plataforma de producción temporal Akal C-1,

### Energía eléctrica

El sistema está integrado por tres motogeneradores con las siguientes características:

- Motor Diesel

Marca : "Electro Motive Division" (EMD)

Modelo: 20-645-E4

-- Generador Sincrónico

Marca : "Beliot Power Systems"

Modelo : A20-T24

Potencia : 3250 KVA-2600 KW

Frecuencia: 60 Hz

Fases : 3

Velocidad : 900 R.P.M.

Fact. Pot.: 0.8

Voltaje : 2400/4160 V

Corriente : 782/452 AMPS.

Max. Temp. amb.: 40°C

Combustible

El sistema está constituido por:

-- Dos Tanques de Almacenamiento de Diesel

Marca : "Modern Welding" Inc.

Capacidad : 1074 barriles

Espesor cuerpo: 0.312 pg

Espesor cúpula: 0.250 pg

Peso : 22840 lbs.

-- Dos Centrifugadores de Diesel. Los cuales constan de:

Dos bombas de diesel

Un motor eléctrico: Marca "Westhing House", potencia 1.5-

H.P., tres fases, frecuencia 60 Hz

Una bomba centrífuga: Marca "Peerles Pump", tamaño 1.5 X 1 X 6, capacidad 22 g.p.m., carga-46 pies, velocidad 3560 r.p.m.

#### Sistema de Compresión de Aire

El sistema está integrado por:

- Dos motocompresores con motores eléctricos cuyas características son:

Marca : "Westhing House"

Potencia : 25 H.P.

Voltaje : 460 V

Corriente : 32 AMPS.

Velocidad : 1800 R.P.M.

Frecuencia: 60 Hz

#### Suministro de Agua

Características de los servicios auxiliares que suministran agua:

##### A) Sistema de contraincendio.

Motobomba número 1 con las siguientes características:

##### - Motor Eléctrico

Marca : "General Electric"

Potencia : 200 H.P.

Voltaje : 4160 V

Corriente : 25 AMP.  
Fases : 3  
Velocidad : 1780 R.P.M.  
Frecuencia: 60 Hz

- Bomba Vertical

Marca : "Floway"  
Potencia : 200 H.P.  
Capacidad : 1500 G.P.M.  
Carga : 345 pies  
Velocidad : 1770 R.P.M.

Motobomba número 2 con las siguientes características:

- Motor Diesel

Marca : "Detroit Diesel"  
Velocidad: 2275 R.P.M.

- Bomba Vertical

Marca : Amarillo Gear  
Potencia : 100 H.P.  
Velocidad : 1760 R.P.M.

Rotación horizontal: R-H

Rotación vertical : L-H

Tablero de control : Marca "Metron", voltaje: 120 DC-  
120 VAC, frecuencia: 60 Hz.

B) Sistema de Agua de Mar:

Motobomba con las siguientes características:

- Motor Eléctrico

Marca : "General Electric"

Potencia : 10 H.P.

Voltaje : 230/460 V

Corriente : 26.4/13.2 AMP.

Velocidad : 1745 R.P.M.

Fases : 3

Frecuencia: 60 Hz

- Bomba Vertical

Marca : "Fluid Power Equipment"

Capacidad: 45 G.P.M.

Carga : 281 pies

Velocidad: 1800 R.P.M.

Sistema de Desfogue del Gas

Constituido por:

- Un Generador de Flama

Marca : "Webster Electric"

Serie : PG - 325 - 07

Volumen : 700 pg<sup>3</sup>

- Un Transformador de Ignición

Tipo : 6I2 - 6A7

Primario : 120 Volts - 1.5 Amps.

Secundario: 6000 Volts - 0.020 Amps.

Frecuencia: 60 Hz

Cabe indicar que también se tiene una potabilizadora y un tanque de almacenamiento de agua potable, ubicados en la plataforma de perforación-producción, la cual suministra a las tres plataformas de producción de que consta el complejo Akal -C.

### III ANALISIS DEL TIPO, DIMENSIONES Y CONDICIONES DE OPERACION DEL EQUIPO

En los capítulos anteriores se han analizado los tipos de fluidos producidos en el Golfo de Campeche, así como la descripción del equipo y procesos en la plataforma de producción temporal, Akal C-1. En este capítulo se analizarán el tipo y las condiciones de operación del equipo de separación, equipo de bombeo y líneas de interconexión localizadas en la plataforma de producción mencionada.

#### III.1 DIMENSIONES Y CONDICIONES DE OPERACION DE SEPARADORES Y RECTIFICADORES

Cálculo de la Capacidad de Tratamiento de los Separadores y Rectificadores Horizontales.

Los factores que intervienen en forma fundamental en la capacidad de los separadores de aceite y gas son:

- El diámetro y la longitud del separador
- El diseño y arreglo de las partes internas del separador
- Las características físicas y químicas del aceite y del gas que se van a separar, (la densidad del aceite y del gas, la viscosidad del gas, el equilibrio de las fases, etc.).

- La presión y la temperatura de operación del separador.
- El número de etapas de separación.
- El nivel del aceite en el separador.
- La cantidad de material sólido arrastrado por los fluidos que se van a separar.
- La tendencia del aceite a formar espuma.
- Las condiciones del separador y de sus componentes.

Capacidad de gas.

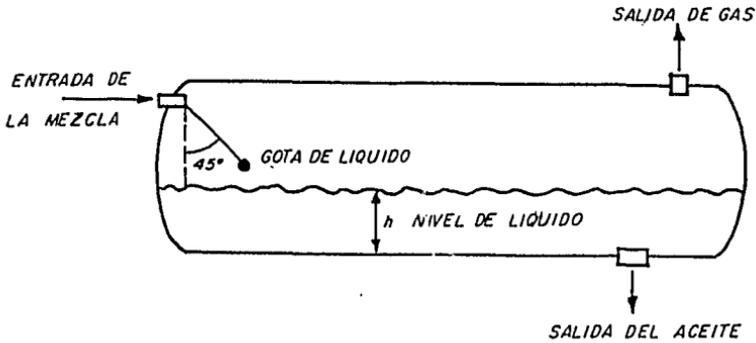
Para establecer la ecuación con la que se obtiene la capacidad de manejo de gas de los separadores horizontales, se harán las siguientes consideraciones:

- a) Las gotas de líquido caen en un ángulo de  $45^\circ$ , desde la entrada de los fluidos al separador, situada en su parte superior, a la interfase gas-líquido, figura 14.
- b) El extractor de niebla está situado a una distancia de dos veces la diferencia del diámetro del separador menos el nivel de líquido.

De acuerdo a lo anterior, la velocidad de asentamiento de las gotas de líquido,  $v_t$  \*es:

$$v_t = \frac{\sqrt{(D-h)^2 + (D-h)^2}}{t_{rg}} = \frac{\sqrt{2} (D-h)}{t_{rg}} \quad (3.1)$$

\* Nomenclatura al final



TRAYECTORIA QUE SE CONSIDERA QUE SIGUEN LAS GOTAS DEL LIQUIDO AL ENTRAR AL SEPARADOR .

fig.  14	FACULTAD DE INGENIERIA	
	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	López Espindola Darío	

Despejando  $t_{rg}$ , que es el tiempo de retención del gas necesario para que las gotas de líquido se depositen en la interfase gas-líquido:

$$t_{rg} = \frac{\sqrt{2} (D-h)}{v_t} \quad (3.2)$$

De donde:

$$v_g = \frac{2(D-h)}{t_{rg}} = \frac{2(D-h)}{\frac{\sqrt{2} (D-h)}{v_t}} = \sqrt{2} v_t \quad (3.3)$$

De acuerdo a la ecuación de continuidad:

$$q_f = v_g A_f = \sqrt{2} v_t A_f \quad (3.4)$$

Donde:

$$A_f = \frac{\pi D^2}{4} \left[ 1 - \frac{\text{ang} \cos \left( 1 - \frac{2h}{D} \right)}{180^\circ} \right] + (Dh - h^2)^{\frac{1}{2}} \left( \frac{D}{2} - h \right) \quad (3.5)$$

De la ecuación general de los gases, para condiciones estándar y condiciones de operación del separador:

$$\frac{P_s q_{sg}}{RT_s} = \frac{P_f q_f}{Z_f RT_f} \quad (3.6)$$

Despejando  $q_{sg}$ :

$$q_{sg} = \frac{T_s P_f}{P_s Z_f T_f} q_f \quad (3.7)$$

Sustituyendo 3.4 en 3.7, considerando  $T_s = 520^\circ R$ ,  $P_s = 14.7 \text{ lb/pg}^2$  abs y multiplicando el segundo miembro por 86400, para obtener  $q_{sg}$  en pies<sup>3</sup>/día a las condiciones estándar.

$$q_{sg} = 4.322 \times 10^6 \frac{P_f}{Z_f T_f} v_t A_f \quad (3.8)$$

En 3.8,  $v_t$  se puede calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$v_t = \frac{g d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{18 \mu_g} \quad (3.9)$$

Sustituyendo  $v_t$  en la ecuación 3.8 queda:

$$q_{sg} = 7.725 \times 10^6 \frac{P_f}{Z_f T_f} \frac{d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{\mu_g} A_f \quad (3.10)$$

$q_{sg}$  es el gasto de gas a condiciones estándar, que puede manejar el separador, sin que partículas de diámetro mayor que  $d_p$ , sean arrastradas por la corriente de gas.

Capacidad de líquido.

En separadores horizontales, se recomienda que el nivel de -

líquido máximo, sea menor que la mitad del diámetro interior del separador.

El volumen disponible para manejo de líquido en un separador horizontal es:

$$V_{Lh} = \left( \frac{\pi D^2}{4} - A_f \right) L \quad (3.11)$$

Por lo tanto el gasto de líquido a las condiciones estándar que el separador puede manejar es:

$$q_{sL} = \frac{V_{Lh}}{Bo \ tr} = \frac{\left( \frac{\pi D^2}{4} - A_f \right) L}{Bo \ tr} \quad (3.12)$$

Donde:

$$q_{sL} \text{ en pies}^3/\text{min.}$$

Para obtener  $q_{sL}$  en bls/día, se puede multiplicar la ecuación 3.12 por 1440/5.615, quedando:

$$q_{sL} = 256.474 \frac{\left( \frac{\pi D^2}{4} - A_f \right) L}{Bo \ tr} \quad (3.13)$$

La OMPEC\*, recomienda los siguientes tiempos mínimos de retención para que sus separadores operen eficientemente:

\*Compañía Oil Metering and Processing Corporation

Rango de presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Tiempo de retención (seg)
0 - 600	60
600 - 1000	50
> 1100	30

Cálculo de la capacidad de manejo de fluidos del separador - de primera etapa (SHBP-1).

Datos base:

L = 35 pies	$\rho_g = 0.65$
Do = 102 pg	$\rho_L = 22.4^\circ \text{ API}$
Espesor = 1.1 pg	Ps = 14.7 lb/pg <sup>2</sup> abs.
D = 8.316 pies	Ts = 60°F
h = 3 pies	D gotas líq. = 100 micras
Pf = 106.7 lb/pg <sup>2</sup>	Bo = 1.1
Tf = 154° F	tr = 1 min.
Pd = 550 lb/pg <sup>2</sup>	

### Capacidad de manejo de gas

Considerando  $Z_f = 1$  y que el diámetro de las gotas de líquido es de 100 micras, la ecuación (3.10) queda:

$$q_{sg} = 0.83 \frac{P_f}{T_f} \frac{(\rho_p - \rho_g)}{\mu_g} A_f$$

Cálculo de  $\rho_g$  a  $P_f$  y  $T_f$

Para un gas con las siguientes condiciones:

$$\rho_{rg} = 0.65$$

$$P_f = 106.7 + 14.7 = 121.4 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$$

Se tiene un valor  $Z_f = 0.995$ , por lo tanto:

$$\rho_g = 2.7028 \rho_{rg} \frac{P_f}{Z_f T_f} = 2.7028 (0.65) \frac{121.4}{(0.995)(614.4)} =$$

$\rho_g = 0.3487 \text{ lbm/pies}^3$ ; como  $\rho_g$  para aplicar la correlación de Lee debe estar en  $\text{gr/cm}^3$ :  $\rho_g = \underline{0.00559 \text{ gr/cm}^3}$ .

Cálculo de  $M_g$

Se calcula mediante la correlación de Lee:

$$PM_g = PM_a \rho_{rg} = 28.97 (0.65) = 18.830$$

$$X = 3.5 \frac{986}{T_f} + 0.01 (PM_g) = 3.5 \frac{986}{614.4} + 0.01 (18.830)$$

$$X = 5.805$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X = 2.4 - 0.2 (5.805) = 1.239$$

$$K = \frac{[9.4 + 0.02 (PM_g)] T_f^{1.5}}{209 + 19 (PM_g) + T_f} = \frac{[9.4 + 0.02(18.830)](614.4)^{1.5}}{209 + 19(18.830) + 614.4}$$

$$K = 126.053$$

$$M_g = 10^{-4} K e^{X \rho_g^Y} = 10^{-4} (126.053) e^{5.805(0.00559)^{1.239}}$$

$$M_g = 127.243 \times 10^{-4} \text{ cp} = \underline{8.5 \times 10^{-6}} \frac{\text{lb}_m}{\text{pie-seg}}$$

Cálculo de  $A_f$

De la ecuación 3.5 y considerando  $D_o = 102$  pg y  $P_d = 550$  lb/pg<sup>2</sup>, el diámetro interior correspondiente es  $D = 8.316$  pies, entonces:

$$A_f = \frac{\pi(8.316)^2}{4} \left[ 1 - \frac{\text{ang. cos.} \left( 1 - \frac{2(3)}{8.316} \right)}{180} \right] + [(8.316)(3) - 3^2] \left( \frac{8.316}{2} - 3 \right)$$

$$A_f = \underline{36.6612 \text{ pies}^2}$$

Cálculo de  $q_{sg}$

Sustituyendo valores en la ecuación 3.10:

$$q_{sg} = 0.83 \frac{121.4}{614.4} \frac{(57.34 - 0.00559)}{8.5 \times 10^{-6}} \quad (36.6612)$$

$$q_{sg} = \underline{40.530 \times 10^6 \text{ pies}^3/\text{día @ c.s.}}$$

Capacidad de manejo de líquido:

Utilizando la ecuación 3.13:

$$q_{SL} = 256.474 \frac{\left[ \frac{\pi(8.316)^2}{4} - 36.6612 \right] 35}{1.1}$$

$$q_{SL} = \underline{144,064 \text{ bls/día @ c.s.}}$$

En las tablas V y VI se presentan las capacidades de manejo de gas y líquido para el separador de primera etapa (SHBP-1) y el tanque de balance (TB) bajo diferentes condiciones de operación.

TABLA V

CAPACIDADES DE MANEJO DE GAS Y LIQUIDO DEL  
SEPARADOR DE PRIMERA ETAPA (SHBP-1)

Datos:

L = 35 pies      Espesor = 1.1 pg       $D_o = 102$  pg  
 $T_f = 154^\circ\text{F}$        $\rho_{rg} = 0.65$        $P_s = 14.7$  lb/pg<sup>2</sup> abs.  
 $P_d = 550$  lb/pg<sup>2</sup>       $\rho_L = 22.4$  °API       $T_s = 60$  °F  
 $D_{líq} = 100$  micras       $B_o = 1.1$

CASO	h (pies)	$P_f$ (lb/pg <sup>2</sup> abs)	$T_r$ (min)	$q_{sg}$ (ec. 3.10) (10 <sup>6</sup> pie <sup>3</sup> /día @ c.s.)	$q_{SL}$ (ec. 3.13) (bls/día @ c.s.)
1	3	92.91	1	31.038	144,064
2	3	92.91	2	31.038	72,032
3	4	92.91	1	24.104	210,908
4	4	92.91	2	24.104	105,454
5	3	107.13	1	35.789	144,064
6	3	107.13	2	35.789	72,032
7	4	107.13	1	27.792	210,908
8	4	107.13	2	27.792	105,454
9	3	121.35	1	40.530	144,064
10	3	121.35	2	40.530	72,032
11	4	121.35	1	31.515	210,908
12	4	121.35	2	31.515	105,454
13	3	135.57	1	45.289	144,064
14	3	135.57	2	45.289	72,032
15	4	135.57	1	35.170	210,908
16	4	135.57	2	35.170	105,454

La capacidad del separador de primera etapa (SHBP-1), a las condiciones de operación es menor que el gasto de gas real. Esto crea la necesidad de utilizar reactivos antiespumantes y operar bajo condiciones críticas, teniendo especial cuidado en el nivel de líquido dentro del separador, debiéndose operar en un rango de 3 a 4 pies para 1 minuto de tiempo de residencia.

TABLA VI  
CAPACIDADES DE MANEJO DE GAS Y LIQUIDO DEL  
TANQUE DE BALANCE

Datos:

L = 30 pies	Espesor = 1 pg	D <sub>O</sub> = 102 pg
T <sub>f</sub> = 147.2°F	ρ <sub>rg</sub> = 0.65	P <sub>S</sub> = 14.7 lb/pg <sup>2</sup> abs.
P <sub>d</sub> = 150 lb/pg <sup>2</sup>	ρ <sub>L</sub> = 22.4 °API	T <sub>S</sub> = 60°F
D <sub>líq</sub> = 100 micras	B <sub>O</sub> = 1.0	

CASO	h (pies)	P <sub>f</sub> (lb/pg <sup>2</sup> abs)	T <sub>r</sub> (min)	q <sub>sg</sub> (ec. 3.10) (10 <sup>6</sup> pie <sup>3</sup> /día @ c.s.)	q <sub>SL</sub> (ec. 3.13) (lbs/día @ c.s.)
1	3	64.47	1	22.154	135,940
2	3	64.47	2	22.154	67,970
3	4	64.47	1	17.216	199,110
4	4	64.47	2	17.216	99,556
5	3	43.14	1	15.003	135,940
6	3	43.14	2	15.003	67,970
7	4	43.14	1	11.657	199,110
8	4	43.14	2	11.657	99,556
9	3	28.92	1	10.057	135,940
10	3	28.92	2	10.057	67,970
11	4	28.92	1	7.816	199,110
12	4	28.92	2	7.816	99,556

El tanque de balance está holgado en su capacidad, lo que permite incrementar ligeramente el tiempo de residencia para lograr una mejor estabilización del aceite.

Determinación de las presiones de separación de un sistema en etapas para minimizar los requerimientos de compresión.

Resulta obvio que en la explotación de los hidrocarburos, es indispensable aprovechar en su totalidad el gas producido con el aceite crudo. Por este motivo, en el área marina de Campeche se construyeron plataformas de compresión, instalaciones que permiten transportar el gas a tierra para su procesamiento.

A continuación se describe un método para determinar las presiones óptimas de separación de un sistema en etapas, a fin de minimizar los requerimientos de compresión del gas. Asimismo, se presenta una aplicación del método para el sistema de separación en dos etapas instalado en la plataforma de producción Akal C-1.

Fundamentos del método para establecer las presiones de separación.

Para aplicar el método es necesario determinar previamente el número de etapas, las temperaturas en las etapas, la relación gas aceite total y la presión de descarga de las compresoras. El procedimiento utilizado es iterativo; en cada iteración se asignan valores a las presiones en cada etapa, calculándose los volúmenes de gas que se liberan del aceite alimentado al tren de separación; en seguida se determina la potencia para-

incrementar la presión del gas para poder enviarlo a la planta de tratamiento. Este proceso se repite para todos los valores posibles de las presiones en cada etapa, hasta encontrar aquellos con los que se obtenga la mínima potencia.

Para calcular el volumen del gas liberado en la etapa "n" se emplea la siguiente ecuación:

$$Q_{g,n} = R_{GAn} Q_o / 1'000,000 \dots\dots\dots \text{Ec. 3.14}$$

Donde:

$Q_{g,n}$  = Gasto de gas liberado en la etapa n, en millones de --  
pies<sup>3</sup>/día c.s.

$R_{GAn}$  = Relación gas aceite liberado en la etapa "n" pies<sup>3</sup>/bl.

$Q_o$  = Gasto de aceite alimentado al tren de separación en --  
bl/día c.s.

Para obtener el valor de la Relación gas disuelto-aceite a diferentes presiones,  $R_s$ , se usó la correlación de Vázquez:

$$\frac{\gamma_{gs}(114.7)}{\gamma_{gp}(P \text{ sep.})} = 1.0 + 0.5912(\gamma_o)(T \text{ sep.}) \log. \left( \frac{P \text{ sep.}}{114.7} \right) \times 10^{-4} \dots \text{Ec. 3.15}$$

Donde:

$\gamma_{gs}$  = Densidad relativa del gas, resultante de una separación a 100 lb/pg<sup>2</sup>.

$\gamma_{gp}$  = Densidad relativa del gas obtenida a las condiciones de separación de P y T.

$\gamma_o$  = Densidad del aceite, API

P = Presión de separación lb/pg<sup>2</sup> abs.

T = Temperatura de separación real, °F

La siguiente ecuación sirve para determinar Rs:

$$Rs = \left( \frac{\gamma_g (114.7) p^{1.0937}}{27.64} \right) \times 10^{11.172 A} \dots\dots\dots \text{Ec. 3.16}$$

Donde:

$\gamma_g$  = Densidad relativa del gas.

P = Presión (lb/pg<sup>2</sup> abs.)

A =  $\gamma_o / (T+460)$

Rs = Relación gas disuelto-aceite (pie<sup>3</sup>/bl)

La Potencia Teórica para incrementar la presión del gas separado en cada etapa, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$PT = 44.5 N_c \left[ \left( R_c \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \frac{k}{k-1} Q_{g,n} \dots\dots\dots \text{Ec. 3.17}$$

Donde:

PT , Potencia teórica, en caballos de fuerza (Hp).

Nc , Número de etapas de compresión.

Rc , Relación de compresión, Pd/Ps.

k , Relación de calores específicos, Cp/Cv.

QG,n, Gasto de gas liberado en la etapa "n", en millones de -  
pies<sup>3</sup>/día @ c.s.

La presión de envío Pd, corresponde a la de descarga de las compresoras, mientras que la presión de separación Ps, corresponde a la succión. La relación de compresión Rc, que se define como Pd/Ps, se recomienda que su valor sea menor de cuatro. Esta limitación se debe a que al aumentar la relación de compresión se disminuye la eficiencia mecánica de las compresoras y se incrementan los esfuerzos a que se somete el equipo. Cuando el valor de Rc resulta mayor de 4, el proceso de compresión se realiza en varios pasos que se definen por la restricción mencionada. La ecuación para calcular el número de etapas de compresión es:

$$Rc = (Pd / Ps)^{1/Nc} \quad \text{Ec.3.18}$$

Donde:

Rc , Relación de compresión.

Pd , Presión de envío a la planta de tratamiento en lb/pg<sup>2</sup> abs.

Ps , Presión de separación, en lb/pg<sup>2</sup> abs.

Nc , Número de etapas de compresión.

La relación de calores específicos, k, se ha determinado para gases de diferentes pesos moleculares y se calcula con la siguiente expresión:

$$k = \frac{(1545.31 - (2387982.99 - (2328.4 (1041.31 - PMg)))^{\frac{1}{2}})}{1164.2} \quad \text{Ec. 3.19}$$

Donde:

k , Relación de calores específicos medidos a 150°F.

PMg , Peso molecular del gas.

La potencia al freno requerida por etapa, se calcula dividiendo la potencia teórica PT, entre la eficiencia mecánica del equipo. Este último valor se ha correlacionado experimentalmente con la relación de compresión y puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$Ec = 0.969882 - \frac{(0.480065)}{Rc} \dots\dots\dots Ec. 3.20$$

Donde:

Ec = Eficiencia de compresión.

Rc = Relación de compresión.

Aplicación del método.

Para determinar la presión óptima para minimizar los requerimientos por compresión en el separador de primera etapa - (SHBP-1) de la plataforma Akal C-1, se consideró una presión constante en el tanque de balance.

Datos:

$$P_{tb} = 71.58 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$$

$$RGA_t = 421 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

Temp. primera etapa = 172°F

Temp. tanque balance = 158°F

$$\gamma_o = 22.4 \text{ °API}$$

Presión descarga de compresoras = 1215 lb/pg<sup>2</sup> abs.

$$P_g = 0.8 \text{ a } P_s = 370 \text{ lb/pg}^2 \text{ y } T_s = 172^\circ\text{F}$$

Inicialmente se aplicará el método para una presión de 370 - lb/pg<sup>2</sup>abs. en el separador de primera etapa.

Obtención de  $\gamma_{gs}$  mediante la ecuación 3.15

$$\frac{\gamma_{gs}}{0.8} = 1.0 + 0.5912(22.4)(172.4) \log \left( \frac{370}{114.7} \right) \times 10^{-4}$$

$$\gamma_{gs} = 0.8930$$

A continuación se obtiene el valor de A para sustituirlo en - la ec.3.16 y determinar  $Rs_1$ :

$$A = \frac{\gamma_o}{T + 460}$$

$$A = \frac{22.4}{172.4 + 460}$$

$$A = 0.0354$$

$$Rs_1 = \left( \frac{0.893 (370)^{1.0937}}{27.64} \right) \times 10^{11.172 (0.0354)}$$

$$Rs_1 = 51.72 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

Obtención de  $Rs_2$  con la ecuación 3.16

$$A = \frac{35}{158 + 460} = 0.0566$$

$$Rs_2 = \frac{0.893 (71.58)^{1.0937}}{27.64} \times 10^{11.172 (0.0566)}$$

$$Rs_2 = 14.799 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

Sustituyendo  $Rs_1$  y  $Rs_2$  en la ecuación 3.14 se tiene :

$$Qg_1 = (421 - 51.72) 1000 = 369,280 \text{ pies}^3/\text{día.}$$

$$Qg_2 = (51.72 - 14.799) 1000 = 36,921 \text{ pies}^3/\text{día.}$$

Obtención de  $Rc_1$ ; sustituyendo en la ecuación 3.18

$$Rc_1 = \frac{1215}{370} = (3.283)^{\frac{1}{2}}$$

$$Rc_1 = 1.812$$

Número de pasos de compresión: 2

Cálculo de k:

$$PM_g = 28.97 (0.8) = 23.18$$

Aplicando la ecuación 3.19 se tiene:

$$k = \frac{(1545.31 - (2387982.99 - (2328.4 (1041.31 - 23.18)))^{\frac{1}{2}})}{1164.2}$$

$$k = 1.214$$

Aplicando la ecuación 3.17 para obtener la potencia teórica:

$$PT_1 = 44.5 (2) \left[ 1.812 \frac{1.214 - 1}{1.214} - 1 \right] \left( \frac{1.214}{0.214} \right) (0.369)$$

$$PT_1 = 20.58$$

Sustituyendo el valor de  $Rc_1$  en la ecuación 3.20 para obtener  $Ec_1$ :

$$Ec_1 = 0.969882 - \left( \frac{0.480065}{1.812} \right)$$

$$Ec_1 = 0.705$$

$$PF_1 = \frac{PT}{Ec} = \frac{20.58}{0.705} = 29.19$$

Ahora se usará la ecuación 3.18 pero con la presión del tanque - de balance.

$$Rc = \frac{1215}{71.58} = (16.97)^{1/3} = 2.57$$

Número de etapas de compresión : 3

Se aplica la ecuación 3.17 para obtener  $PT_2$  :

$$PT_2 = 44.5 (3) \left[ (2.57) \frac{0.214}{1.214} - 1 \right] \left( \frac{1.214}{0.214} \right) (0.036)$$

$$PT_2 = 4.935$$

$$Ec_2 = 0.969882 - \frac{0.480065}{2.57}$$

$$Ec_2 = 0.783$$

$$PF_2 = \frac{4.935}{0.783}$$

$$PF_2 = 6.30$$

Se suma  $PF_1$  y  $PF_2$  para obtener HP total

$$HP \text{ total} = 29.29 + 6.30 = 35.49$$

Se aplica nuevamente el método pero ahora variando el valor de la presión del separador en la primera etapa.

En la figura 15 se graficaron los valores de Hp que se obtuvieron al ir variando la presión de primera etapa y se puede observar que para una presión de 839.46 lb/pg<sup>2</sup> abs. se tiene la mínima potencia de compresión requerida, que es de 29.25 Hp para transportar el gas separado de cada 1000 barriles de aceite.

Asimismo se cambió el valor de la presión del tanque de balance a 43.14 lb/pg<sup>2</sup> abs. y a 21.81 lb/pg<sup>2</sup> abs. y se obtuvieron las curvas mostradas en las figuras 16 y 17.

Para las condiciones en que opera la plataforma de producción temporal Akal C-1, se obtuvo una potencia de compresión requerida de 53.28 Hp, la cual es mucho mayor a la mínima potencia de compresión requerida que es de 29.25 Hp.

La potencia actual de 53.28 Hp no se puede reducir debido a que la presión de llegada de los hidrocarburos a la plataforma de enlace, es de  $170 \text{ lb/pg}^2$  aproximadamente.

PRESION OPTIMA PARA MINIMIZAR LOS REQUERIMIENTOS POR COMPRESION EN EL SEPARADOR DE PRIMERA ETAPA.

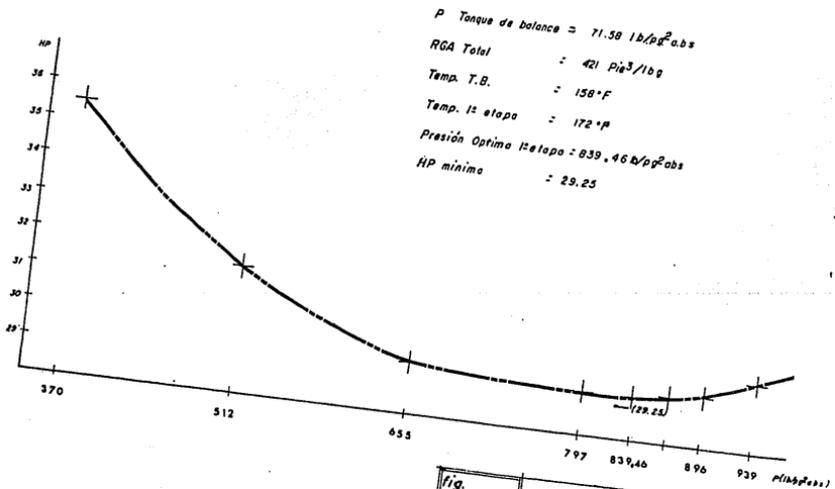


fig.	FACULTAD DE INGENIERIA	
15	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	López Espindola Darío	

**PRESION OPTIMA PARA MINIMIZAR LOS REQUERIMIENTOS  
POR COMPRESION EN EL SEPARADOR DE PRIMERA ETAPA.**

$P_{1e}$  = 43.14 lb/pg<sup>2</sup> abs.

$RGA_{TOTAL}$  = 421 Pie<sup>3</sup>/bl

TEMP. 1ª etapa = 172 °F

TEMP. T.B. = 158 °F

PRESION OPTIMA 1ª etapa = 726.7 lb/pg<sup>2</sup> abs.

HP MINIMA = 32.99

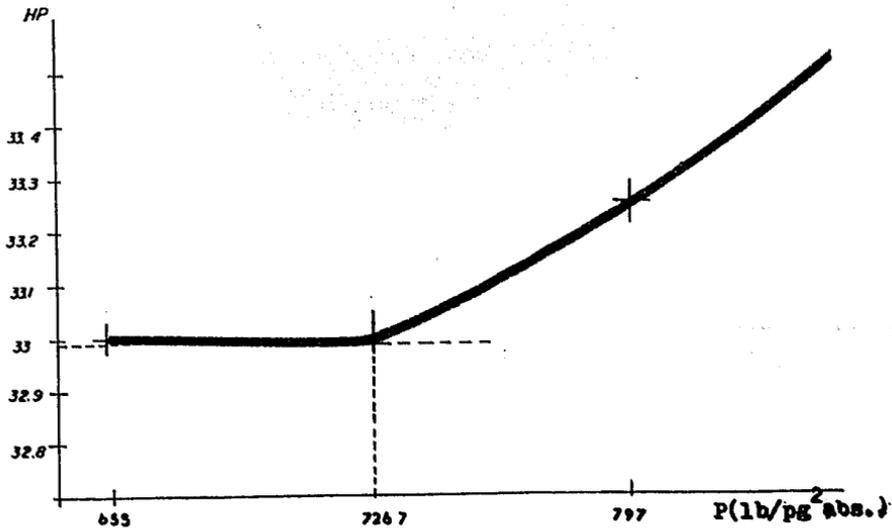


fig. 16	FACULTAD DE INGENIERIA	
	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	López Espíndola Darío	

PRESION OPTIMA PARA MINIMIZAR LOS REQUERIMIENTOS POR COMPRESION EN EL SEPARADOR DE PRIMERA ETAPA.

P. T.B. = 21.81 lb/pg<sup>2</sup> abs.

RGA total = 421 Pie<sup>3</sup> / bl

TEMP. 1<sup>o</sup> etapa = 172 °F

TEMP. T.B. = 158 °F

PRESION OPTIMA 1<sup>o</sup> etapa = 512.4 lb/pg<sup>2</sup> abs.

HP MINIMA = 37.91

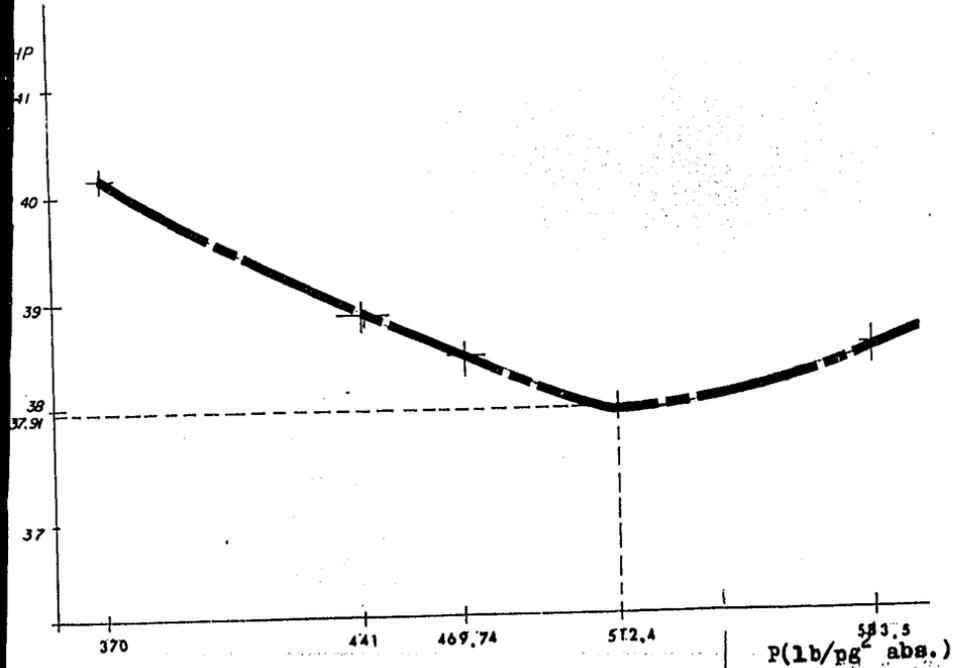


fig.  17	FACULTAD DE INGENIERIA	
	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	López Espindola Darío	

### III.2. CARACTERISTICAS Y CONDICIONES DE OPERACION DEL EQUIPO DE BOMBEO

En el capítulo anterior se describieron los diferentes tipos de bombas que existen, así como también las características de las motobombas que están instaladas en la plataforma de producción temporal Akal C-1. En este tema se analizará si la carga en forma de presión que suministran las bombas al aceite, es suficiente para transportarlo y poder llegar con una presión mínima de  $99.4 \text{ lb/pg}^2$ , que es la presión de succión de las bombas instaladas en Dos Bocas Tab.

Una vez obtenida la caída de presión total, se calculará la potencia que desarrolla cada bomba. Finalmente los resultados se compararán con los datos del fabricante.

Para manejar la producción de 180,000 bl/día, se utilizan cuatro bombas, dejando la quinta de relevo. La presión de descarga de las bombas es de  $781 \text{ lb/pg}^2$ .

La producción es primeramente enviada a la plataforma de enlace por un oleoducto de 12 pulgadas. En dicha plataforma se unen las corrientes de aceite de las tres plataformas de producción que forman el complejo Akal C, siendo una producción total de 500,000 bls/día. Esta producción total se envía a Dos Bocas Tab. por medio de un oleoducto de 36 pulgadas de diámetro y con una longitud de 160 kms.

Procedimiento para calcular la caída de presión por fricción.

Fórmula para calcular el número de Reynolds en forma práctica:

$$N_{Re} = 92.2 \frac{q \gamma_{ro}}{d \mu_o}$$

Donde:

q , gasto de aceite en bl/día.

d , diámetro interior de la línea en pg.

$\mu_o$  , viscosidad del aceite en cp.

$\gamma_{ro}$  , densidad relativa del aceite.

Si  $N_R < 2300$ , flujo laminar

Si  $N_{Re} \geq 3100$ , flujo turbulento.

Obtención de la viscosidad del aceite ( $\mu_o$ )

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \gamma_o$$

$$Y = 10^Z$$

$$X = Y T^{-1.163}$$

$$\mu_o = 10^X - 1$$

Donde:

$\gamma_o$  , densidad del aceite en °API

T , temperatura °F

$\mu_o$  , viscosidad del aceite en cp

Cálculo del factor de fricción "f" para flujo laminar:

$$f = \frac{64}{N_{Re}}$$

Cálculo de "f" para flujo turbulento, se utiliza la ecuación de COLEBROOK Y WHITE:

$$f_c = \left[ -2 \log \left( \frac{\epsilon}{3.715 d} + \frac{2.514}{\sqrt{f_s} N_{Re}} \right) \right]^{-2}$$

Donde:

$f_c$  , factor de fricción calculado

$f_s$  , factor de fricción supuesto

$d$  , diámetro interior de la tubería en pg

$N_{Re}$  , número de Reynolds

$\epsilon$  , rugosidad de la tubería en pg

Para la obtención de la caída de presión por fricción se emplea la ecuación de DARCY en unidades prácticas, quedando:

$$P_f = 0.06056 \frac{f \gamma_o q^2 L}{d^5}$$

Donde:

$f$  , factor de fricción

$\gamma_{ro}$  , densidad relativa del aceite

$q$  , gasto de aceite en bl/día

$L$  , longitud de la línea en millas

$d$  , diámetro interior de la línea en pg

Cálculo de la caída de presión para transportar el crudo de la plataforma Akal C-1.

Obtención de  $\Delta P_f$  de la plataforma de producción Akal C-1 hasta la plataforma de enlace.

Datos:

$L = 0.249$  millas

$d = 12$  pg (nominal)

$\epsilon = 0.0007$  pg

$\gamma_{ro} = 0.92$

$q_o = 180,000$  bl/día

$\gamma_o = 22.4$  °API

$T_f = 176$  °F

Cálculos:

Determinación del valor de la viscosidad ( $\mu_o$ )

$Z = 3.0324 - 0.02023 (22.4)$

$$Z = 2.579248$$

$$Y = 10^{2.579248} = 379.532$$

$$X = 379.532 (176)^{-1.163} = 0.9284$$

$$\mathcal{M}_0 = 10^X - 1 = 10^{0.9284} - 1$$

$$\mathcal{M}_0 = 7.48 \text{ cp}$$

Determinación del número de Reynolds ( $N_{Re}$ ):

$$N_{Re} = 92.2 \frac{(180,000)(0.92)}{(11,750)(7.48)}$$

$$N_{Re} = 173,721 > 3100: \text{ flujo turbulento}$$

Sustituyendo en la ecuación de COLEBROOK Y WHITE para encontrar el valor de  $f$ , se tiene:

$$f_c = \left[ -2 \log \left( \frac{0.0007}{3.715 (11.750)} + \frac{2.514}{173,721 \sqrt{f_s}} \right) \right]^{-2}$$

$$f_c = \left[ -2 \log \left( 0.000016 + \frac{0.0000144}{\sqrt{f_s}} \right) \right]^{-2}$$

En esta ecuación se requiere de un proceso iterativo, dando valores a  $f_s$  (valor supuesto) para encontrar  $f_c$  (valor calculado).

Iniciando con  $f_s = 0.04$ , se obtienen los resultados que se muestran a continuación:

Iteración	$f_c$
1	0.0152001
2	0.0166338
3	0.0164874
4	0.0165017
5	0.0165003
6	0.0165004
7	0.0165004

$$f_c = 0.0165004$$

Obtención de la caída de presión por fricción aplicando la ecuación de DARCY:

$$\Delta P_f = 0.06056 \frac{(0.0165004) (0.92) (180,000)^2 (0.249)}{(11.750)^5}$$

$$\Delta P_f = 33.12 \text{ lb/pg}^2$$

Obtención de  $\Delta P_f$  de la plataforma de enlace hasta Dos Bocas Tab. De los datos anteriores sólo varían los siguientes:

$$L = 99.424 \text{ millas}$$

$$d = 35.250 \text{ pg}$$

$$q = 500,000 \text{ bl/día}$$

Número de Reynolds ( $N_{Re}$ ):

$$N_{Re} = 92.2 \frac{(500,000) (0.92)}{(35.250) (7.48)}$$

$N_{Re} = 160,865 > 3100$ ; flujo turbulento

Cálculo de "f" usando la ecuación de COLEBROOK Y WHITE:

$$f_c = \left[ -2 \log \left( \frac{0.0007}{3.715 (35.250)} + \frac{2.514}{160,853 \sqrt{f_s}} \right) \right]^{-2}$$

$$f_c = \left[ -2 \log \left( 0.0000053 + \frac{0.0000156}{\sqrt{f_s}} \right) \right]^{-2}$$

Iteración	$f_c$
1	0.15023
2	0.0166275
3	0.0164477
4	0.0164668
5	0.0164648
6	0.016465
7	0.016465

$$f_c = 0.016465$$

Sustituyendo en la ecuación de DARCY se tiene:

$$\Delta P_f = 0.06056 \frac{(0.016465) (0.92) (500,000)^2 (99.424)}{(35.250)^5}$$

$$\Delta P_f = 419 \text{ lb/pg}^2$$

La caída de presión por fricción total es:

$$\Delta P_{\text{total}} = \Delta P_{f(12 \text{ pg})} + \Delta P_{f(36 \text{ pg})} + P_{\text{llegada Dos Bocas}}$$

$$P_{\text{total}} = 33.12 + 419 + 99.54 = 551.66 \text{ lb/pg}^2$$

Una vez obtenida la caída de presión por fricción total, se puede concluir que la presión de descarga de las bombas es suficiente para que el aceite pueda llegar a Dos Bocas Tab.- Asimismo, se tiene una tolerancia en caso de curvaturas de la tubería, como también de posibles depósitos de sedimentos que ocurren en las tuberías en operación.

Cálculo de la potencia desarrollada por bomba.

En las condiciones anteriores de operación, las bombas 1 y 2 manejan un promedio de 54,000 bl/día cada una. Por lo -- que respecta a las bombas 3 y 4, cada una maneja 36,000 bl/día.

Para encontrar la potencia que desarrolla cada bomba se usará la siguiente fórmula:

$$HP = \frac{Q H}{247000 E_f}$$

Donde:

Q , gasto de aceite en gal/min

H , carga hidrostática en pies

$\rho_o$  , densidad del aceite en lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>

$E_f$  , eficiencia %

Desarrollo:

Se calculará la potencia de la bomba número 1, siendo el

resultado igual para la bomba número 2.

Datos:

$$Q = 1575 \text{ gpm}$$

$$H = 2148 \text{ pies}$$

$$\rho_o = 57.4 \text{ (lb}_m\text{/pie}^3\text{)}$$

$$E_f = 70\%$$

Sustituyendo:

$$\text{Potencia} = \frac{(1575) (2148) (57.4)}{247000 (0.70)}$$

Potencia para las bombas 1 y 2 = 1123 Hp

Cálculo de la potencia de las bombas 3 y 4:

Datos:

$$Q = 1050 \text{ gpm}$$

$$H = 2148 \text{ pies}$$

$$\rho_o = 57.4 \text{ lb}_m\text{/pie}^3$$

$$E_f = 70\%$$

Sustitución:

$$\text{Potencia} = \frac{(1050) (2148) (57.4)}{247000 (0.70)}$$

Potencia para las bombas 3 y 4: 749 Hp

Al comparar la potencia obtenida de cada una de las bombas, con los datos de los fabricantes, se resume que las bombas 1 y 2 están operando con suficiente tolerancia, no así -- las bombas restantes, las cuales casi se igualan con las potencias dadas por los fabricantes.

### III.3. DIMENSIONES DE LINEAS DE INTERCONEXION

En esta sección se presenta un análisis de las dimensiones de las líneas de interconexión, instaladas en la plataforma de producción temporal Akal C-1. En la figura 18 se muestran las tres principales líneas de interconexión que son:

- Línea A. Interconecta la descarga de aceite del separador de primera etapa SHBP-1, con la alimentación al tanque de balance TB.
- Línea B. Interconecta la descarga del aceite del tanque de balance TB, con la succión de las bombas.
- Línea C. Interconecta la descarga de gas del rectificador de primera etapa RHBP-1, con la succión de compresoras. Este último equipo se localiza en la plataforma de compresión.

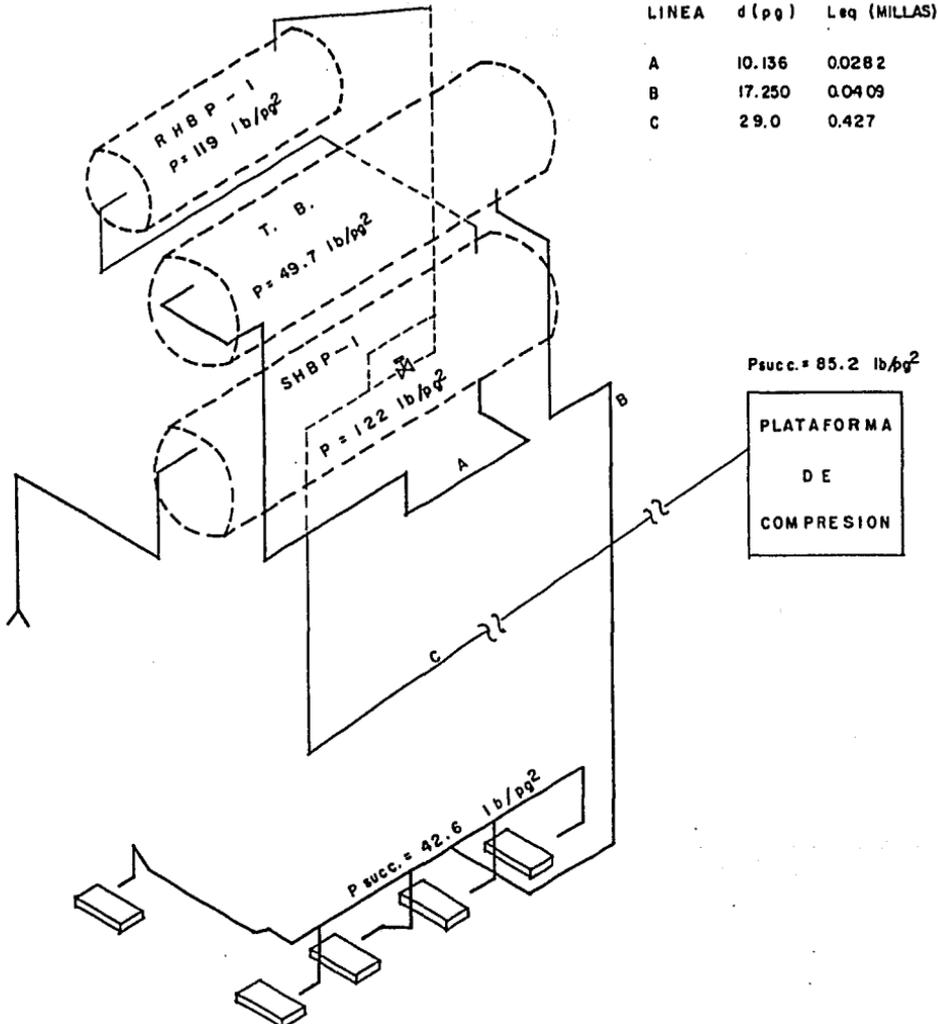
#### LINEA A

En este caso se presenta el cálculo de la caída de presión a través de la línea. Las ecuaciones a utilizar son las siguientes:

$$\Delta P_t = \Delta P_e + \Delta P_f \quad 3.21$$

$$\Delta P_e = 0.443 \gamma_r \Delta h \quad 3.22$$

$$\Delta P_f = 0.06056 \frac{f \gamma_r q^2 L}{d^5} \quad 3.23$$



LINEA	d (pg)	Leq (MILLAS)
A	10.136	0.0282
B	17.250	0.0409
C	29.0	0.427

LINEAS PRINCIPALES DE INTERCONEXION INSTALADA EN LA PLATAFORMA DE PRODUCCION TEMPORAL AKAL C-1

fig.  18	FACULTAD DE INGENIERIA	
	TESIS PROFESIONAL	UNAM
	Lopez Espindola Darlo	

donde:

$\Delta P_t$  , caída de presión total (lb/pg<sup>2</sup>)

$\Delta P_e$  , caída de presión por elevación (lb/pg<sup>2</sup>)

$\Delta P_f$  , caída de presión por fricción (lb/pg<sup>2</sup>)

$\gamma_r$  , densidad relativa del aceite

$\Delta h$  , diferencia de elevación (pies)

$f$  , factor de fricción

$q$  , gasto de aceite (bl/día)

$L$  , longitud de la tubería (millas)

$d$  , diámetro interior de la línea (pg)

Los datos utilizados fueron los siguientes:

$L$  equivalente = 149 pies (se estimó considerando diferentes -  
tramos y cinco codos de 90° radio largo)

$d = 10.136$  pg ( $d$  nominal = 10 pg)

$h = 32.8$  pies

$q = 180,000$  bl/día

$\gamma_r = 0.92$

Para el cálculo del número de Reynolds y el factor de fricción se estableció la siguiente información adicional:

Viscosidad de aceite ,  $\mu_o = 7.48$  cp  
 Rugosidad de la tubería,  $\xi = 0.0007$  pg

Resultados

Sustituyendo valores en las unidades adecuadas, de la ecuación 3.22

$$\Delta P_e = 0.443 (0.92) (32.8) = 13.3 \text{ lb/pg}^2$$

Calculando el número de Reynolds:

$$N_{Re} = 92.2 \frac{q \gamma_r}{d \mu_o} = \frac{92.2 (180,000) (0.92)}{(10.136) (7.48)} = 201,376$$

como:

$N_{Re} \gg 3,100$ , se tiene flujo turbulento.

Para calcular el factor de fricción, f, se empleó la ecuación de Colebrook y White:

$$f_c = [-2 \log \left( \frac{\xi}{3.715 d} + \frac{2.514}{N_{Re} \sqrt{f_s}} \right)]^{-2}$$

Habiendo efectuado varias iteraciones, suponiendo valores de  $f_s$  y calculando  $f_c$ , se determinó que:

$$f = 0.0161438$$

Por lo tanto, sustituyendo en la ecuación 3.23 se tiene:

$$\Delta P_f = 0.06056 \frac{(0.0161438)(0.92)(180,000)^2(0.0282)}{(10.136)^5}$$

$$\Delta P_f = 7.68 \text{ lb/pg}^2$$

Finalmente, sustituyendo en la ecuación 3.21:

$$\Delta P_t = 13.3 + 7.68 = 20.98 \text{ lb/pg}^2$$

Si se considera que las presiones de operación del separador de primera etapa y del tanque de balance son:  $122 \text{ lb/pg}^2$  y  $49.7 \text{ lb/pg}^2$ , la máxima caída de presión permitida a través de la línea A es:  $\Delta P_A = 72.3 \text{ lb/pg}^2$ . Como la caída de presión real es  $20.98 \text{ lb/pg}^2$ , se concluye que la línea tiene la capacidad suficiente para manejar el gasto de aceite, y hasta es necesario incluir regulación de presión antes del tanque de balance.

#### LINEA B

Para esta línea, se calculará la caída de presión con las mismas ecuaciones que se utilizaron en la línea A. Los datos utilizados fueron:

L equivalente = 215 pies (se estimó considerando diferentes tramos y cinco codos de  $90^\circ$  radio largo).

d = 17.250 pg (d nominal = 18 pg)

h = 65.8 pies

q = 180,000 bl/día

$\gamma_r = 0.92$

$\mu_o = 7.48 \text{ cp}$

$\xi = 0.0007 \text{ pg}$

#### Resultados

Sustituyendo valores en las unidades adecuadas, de la ecuación 3.22 :

$$\Delta P_e = 0.443 (0.92) (65.8) = 26.82 \text{ lb/pg}^2$$

Para el número de Reynolds se obtuvo un valor de 118,332 por lo que el flujo es turbulento.

Para calcular el factor de fricción, f, se empleó la ecuación de Colebrook y White y se determinó que:

$$f = 0.0176095$$

por lo tanto, sustituyendo en la ecuación 3.23 se tiene:

$$\Delta P_f = 0.06056 \frac{(0.0176095)(0.92)(180,000)^2(0.0407)}{(17,250)^5} = 0.85 \text{ lb/pg}^2$$

Finalmente sustituyendo en la ecuación 3.21:

$$P_t = -26.82 + 0.85 = -25.97 \text{ lb/pg}^2$$

Este resultado es debido a que las bombas se encuentran colocadas abajo del tanque de balance TB, por lo que hay una ganancia de presión por elevación. Teniendo en cuenta que para una eficiente operación de las bombas, es necesaria una presión de succión de 42.6 lb/pg<sup>2</sup>, y como la presión en el tanque de balance es de 49.7 lb/pg<sup>2</sup> la que se tiene en la succión de bombas es: 49.77 + 25.97 = 75.67  $\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ . De esta situación se deduce que, es factible operar el tanque de balance a una presión más baja.

#### LINEA C

Para esta línea, se calculará la presión de llegada del gas a

la succión de compresoras, sabiendo que la presión de descarga del rectificador de primera etapa RHBP-1, es  $P_1=119 \text{ lb/pg}^2$ .

La ecuación a utilizar es la siguiente:

$$(P_1^2 - P_2^2)_f = \frac{f \ g \ q^2 \ \bar{z} \ L (\bar{T} + 460)}{2744^2 \ d^5} \quad 3.24$$

donde:

$P_1$  , presión de salida ( $\text{lb/pg}^2$ )

$P_2$  , presión de llegada ( $\text{lb/pg}^2$ )

$f$  , factor de fricción

$\gamma_g$  , densidad del gas

$q$  , gasto de gas ( $\text{pies}^3/\text{día}$ )

$\bar{z}$  , factor de compresibilidad medio

$L$  , longitud (millas)

$\bar{T}$  , temperatura media ( $^{\circ}\text{F}$ )

$d$  , diámetro interior de la línea ( $\text{pg}$ )

Los datos utilizados fueron:

$$P_1 = 119 \text{ lb/pg}^2$$

$$\bar{T} = 154 \text{ }^{\circ}\text{F}$$

$$\bar{z} = 0.995$$

$$\gamma_g = 0.3487 \text{ lbm /pie}^3$$

$q = 210 \times 10^6 \text{ pies}^3/\text{día}$  (A través de la línea C, se maneja el gas separado en la plataforma Akal C-1, C-2 y C-3)

L = 0.497 millas (Distancia estimada entre plataforma de producción Akal C-1 y la plataforma de compresión).

d = 29 pg (d nominal = 30 pg)

Además para el cálculo del factor de fricción se consideró -- una rugosidad de la tubería,  $\xi = 0.0007$  pg.

### Resultados

Para el cálculo de f se utilizó la siguiente ecuación:

$$f = [-2 \log (\xi/3.715 d)]^{-2}$$

Sustituyendo valores se obtuvo:

$$f = 0.009963$$

En la ecuación 3.24 :

$$(P_1^2 - P_2^2) = \frac{(0.009963)(0.3487)(210 \times 10^6)^2(0.995)(0.497)(614)}{2744^2 (29)^5}$$

$$(P_1^2 - P_2^2) = 301, \text{ por lo tanto:}$$

$$P_2^2 = P_1^2 - 301 = (119)^2 - 301 = 13,860, \text{ o bien:}$$

$$P_2 = 117.7 \text{ lb/pg}^2$$

De donde se concluye que debido a que la longitud del gasoducto, línea C, es muy pequeña, prácticamente no hay caída de -- presión. Por lo tanto, el rectificador RHBP-1 podría operarse a más baja presión si se requiriera, y aún se podría satisfacer la presión de llegada del gas a la plataforma de compresión que es de 85.2 lb/pg<sup>2</sup>.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. De acuerdo al diagrama de fases y las condiciones iniciales de presión y temperatura de los yacimientos, la relación gas-aceite producida, la composición de la mezcla de hidrocarburos y de datos de análisis PVT, los yacimientos Akal y Nohoch del área marina de Campeche son de aceite negro. Por otra parte, Abkatun tiene características de ser un yacimiento de aceite ligeramente volátil.
2. Basándose en los cálculos realizados para encontrar la capacidad del separador de primera etapa y del tanque de balance en la plataforma temporal de producción Akal C-1, a diferentes condiciones de operación se determinó que:
  - La capacidad del separador de primera etapa es menor que el gasto de gas manejado, por lo que hay que utilizar reactivos antiespumantes y tener especial cuidado en el nivel del líquido, debiéndose operar en un rango de tres a cuatro pies para un minuto de tiempo de residencia.
  - La capacidad del tanque de balance es suficiente, lo que permite incrementar ligeramente el tiempo de residencia para lograr una mejor estabilización del aceite.

3. Se calculó la mínima potencia de compresión requerida para transportar el gas, variando la presión de separación de la primera etapa, estableciéndose que para una presión de  $839.46 \text{ lb/pg}^2$  abs. se tiene una mínima potencia de compresión, que es de 29.25 HP para transportar el gas separado de cada mil barriles de aceite. En el sistema de separación de la plataforma de producción Akal C-1, no se puede tener esta potencia debido a que la presión de llegada del aceite a la plataforma, es de  $170 \text{ lb/pg}^2$  aproximadamente.
4. De la caída de presión total establecida en los oleoductos: Plataforma de producción Akal C-1- Plataforma de enlace-Dos Bocas Tab., se determinó que la presión de descarga de las bombas, es suficiente y aún se tiene tolerancia para posible depositación de sedimentos en las tuberías.
5. Para cada una de las bombas de la plataforma Akal C-1 se determinó la potencia de operación y se comparó con los datos proporcionados por los fabricantes, estableciéndose que: Dos bombas están operando con suficiente tolerancia y tres están dentro del rango, aunque casi se igualan con las potencias reportadas por los fabricantes.
6. Al analizar las dimensiones de las líneas de interco

nexión instaladas en la plataforma de producción temporal Akal C-1, se concluye que tomando como base la producción manejada de aceite y gas, las condiciones de operación de los separadores y del rectificador de primera etapa, las tres líneas satisfacen las necesidades de la plataforma.

7. Teniendo como referencia las características de los fluidos producidos en la Sonda de Campeche y las condiciones de operación de los separadores en la plataforma de producción Akal C-1, es recomendable bajar la presión en el tanque de balance para una mejor estabilización del aceite. Así como también cambiar la potencia motriz de las bombas por turbinas de combustión interna a fin de reducir costos.

NOMENCLATURA

Las unidades expuestas aquí corresponden a la de las ecuaciones que se usan en este trabajo para la resolución de problemas prácticos.

Af	área de flujo, pies <sup>2</sup>
Bo	factor de volumen del aceite, $\frac{M^3_o \text{ c.y.}}{M^3_o \text{ c.s.}}$
Boad	factor de volumen del aceite adimensional
Bob	factor de volumen del aceite a la presión de saturación, $\frac{M^3_o \text{ c.y.}}{M^3_o \text{ c.s.}}$
D	diámetro interno del separador, pies
d	diámetro interno de la tubería, pg
dp	diámetro de la partícula, micras
E <sub>c</sub>	eficiencia de compresión
Ef	eficiencia
f	factor de fricción
fc	factor de fricción calculado
fs	factor de fricción supuesto
g	aceleración de la gravedad, pies/seg <sup>2</sup>
h	diferencia de elevación, pies
H	carga hidrostática, pies
k	relación de calores específicos
L	longitud, pies
Le	longitud equivalente, millas
log	logaritmo decimal

M	peso molecular, lbm/mole-lb
Nc	número de etapas de compresión
N <sub>Re</sub>	número de Reynolds
P	presión, lb/pg <sup>2</sup>
Pad	presión adimensional
Pb	presión de saturación, lb/pg <sup>2</sup>
Pd	presión de diseño, lb/pg <sup>2</sup>
Pf	presión de flujo, lb/pg <sup>2</sup>
Ps	presión de separación, lb/pg <sup>2</sup>
PT	potencia teórica, HP
g	gasto, bl/día
Qg,n	gasto de gas liberado en la etapa "n", millones de pies <sup>3</sup> /día@c.s.
Qo	gasto de aceite alimentado al tren de separación bl/día@c.s.
qsg	gasto de gas a condiciones estándar pies <sup>3</sup> /día
qsl	gasto de líquido a condiciones estándar, bl/día
R	constante de los gases reales, (lb/pg <sup>2</sup> -pie <sup>3</sup> )/ (°R mole-lb)
Rc	relación de compresión
RGA	relación gas disuelto-aceite, pies <sup>3</sup> /bl
T	temperatura, °F
Tf	temperatura de flujo, °F
Ts	temperatura de separación, °F
tr	tiempo de residencia, min.
trg	tiempo de retención del gas
vg	velocidad del gas, pie/seg

$v_{Lh}$	volumen de líquido en separador horizontal, bl/día.c.s.
$v_t$	velocidad de asentamiento de las gotas de líquido
$Z$	factor de compresibilidad del gas
$\gamma_{gs}$	densidad relativa del gas, resultante de una separación a 100 lb/pg <sup>2</sup> man.
$\gamma_g$	densidad relativa del gas obtenida a las condiciones de separación de P y T.
$\gamma_o$	densidad del aceite, °API
$\gamma_{ro}$	densidad relativa del aceite (agua = 1.000)
$\epsilon$	rugosidad de la tubería, pg
$\rho_g$	densidad del gas, lbm/pie <sup>3</sup>
$\rho_o$	densidad del aceite, lbm/pie <sup>3</sup>
$\mu_g$	viscosidad del gas, lbm/pie-seg
$\mu_o$	viscosidad del aceite, cp
$\Delta p$	caída de presión, lb/pg <sup>2</sup>

BIBLIOGRAFIA

1. ROSENDO RUIZ ROGELIO  
Equipos y Técnicas de Perforación Marina  
Tesis. Facultad de Ingeniería. UNAM. 1979.
2. GARAICOCHEA PETRIRENA FRANCISCO  
Apuntes "Comportamiento Primario de los Yacimientos"  
Facultad de Ingeniería. UNAM. 1979.
3. GARAICOCHEA PETRIRENA FRANCISCO  
Apuntes de Transporte de Hidrocarburos  
Facultad de Ingeniería. UNAM. 1983.
4. GARAICOCHEA PETRIRENA FRANCISCO  
Apuntes de Físicoquímica y Termodinámica  
Facultad de Ingeniería. UNAM. 1979.
5. NOLASCO M. JESUS E.  
Principios de la Separación Gas-Líquido y Cálculo de la  
Capacidad de Tratamiento de Separadores de Dos Fases.  
IMP. Proyecto D-3450. Subdirección de Tecnología de  
Explotación. 1977.
6. Proyecto Modular de Recolección y Separación de Aceite-  
Gas del Cretácico en el Sureste de la República Mexica-  
na. IMP. Proyecto D-3046. Marzo 1979.

7. Optimización de las Condiciones de Operación en un Sistema de Separación Gas-Aceite. IMP. Proyecto D-3803.- División de Producción. 1981.
8. CASTAÑON GUAJARDO ENRIQUE A.  
Arranque de Plataformas de Compresión de Gas.  
Tesis. Facultad de Química. UNAM. 1982.
9. GONZALEZ FERRER MIGUEL A.  
Análisis Técnico-Mecánico del Proceso de Producción de Aceite Crudo de una Central de Separación de Plataformas Marinas de la Sonda de Campeche, Tesis. Instituto Tecnológico Regional de Mérida, Yuc. 1981.
10. BOMBAS CENTRIFUGAS  
Instituto Mexicano del Petróleo  
B/BI/3. Subdirección de Capacitación.
11. IGOR J. KARASSIK Y ROY C.  
Bombas Centrífugas. Ed. CECSA. Novena Impresión. 1980.
12. Tecnología y Símbolos de la Instrumentación.  
Instituto Mexicano del Petróleo.  
J/17/6. Subdirección de Capacitación.